

**COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**  
**INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MER**  
**JUNIO 2013 A ENERO 2014**

Marzo, 2014

## ÍNDICE GENERAL

<b>1</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>RECOPIACIÓN DE OBSERVACIONES Y PROPUESTAS DEL EOR, OS/OMS Y AGENTES DEL MER.....</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>ANÁLISIS DE CRIE .....</b>	<b>27</b>
4.1	ANÁLISIS DE CRIE A OBSERVACIONES INFORMALES.....	27
4.1.1	<i>Contratos No Firmes Físico Flexibles con Oferta de Pago Máximo por CVT y Oferta de Flexibilidad</i> 27	
4.1.2	<i>El OS/OM único responsable de la constitución de garantías por desviaciones en tiempo real.</i> 29	
4.1.3	<i>Ampliación de los plazos establecidos en el artículo 2.5.3 inc. d) del Libro II RMER.</i> .....	31
4.2	ANÁLISIS PROPIOS DE LA CRIE .....	35
4.2.1	<i>Aspectos de la Operación Comercial del MER</i> .....	35
4.2.1.1	Transacciones en el MER segundo semestre años 2012 y 2013. ....	35
4.2.1.2	Incumplimientos de pago y Garantías de pago en el MER .....	39
4.2.1.3	Análisis de los montos de garantías solicitados y los montos constituidos.....	41
4.2.1.4	Pre despacho Regional: Ausencia de ofertas de oportunidad de retiro .....	43
4.2.1.5	Ajustes regulatorios necesarios al PDC, para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho” .....	44
4.2.1.6	Cuestionamientos sobre los márgenes de reservas operativas en el MER .....	46
4.2.1.7	Contratos Firmes y Derechos de Transmisión .....	47
4.2.1.8	Informe de actualización de la Línea SIEPAC.....	49
4.2.2	<i>Aspectos de la Operación Técnica del MER</i> .....	50
4.2.2.1	Diagnóstico del procedimiento de conexión a la RTR; Gráfico que muestre el crecimiento de las solicitudes de conexión.....	50
4.2.2.2	Diagnóstico de crecimiento de la generación eólica y requerimientos de reserva de generación. ....	54
4.2.2.3	Diagnóstico sobre refuerzos internos para mantener 300 MW .....	56
4.2.2.4	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño .....	59
4.2.2.5	Capacidades Operativas de transmisión de la RTR .....	61
4.2.2.6	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC- .....	63
<b>5</b>	<b>EVALUACIÓN Y PROPUESTAS DE AJUSTES EN LA REGULACIÓN.....</b>	<b>64</b>
5.1	PROPUESTAS DE AJUSTES EN LA REGULACIÓN .....	64
5.1.1	<i>Emisión de normativa reglamentaria.</i> .....	64
5.2	EVALUACIÓN DE AJUSTES EN LA REGULACIÓN .....	65
5.2.1	<i>Solicitudes de reforma por EOR, OS/OMS y agentes del MER.</i> .....	65
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>66</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1. VENTA DE ENERGÍA EN EL MER DE JUNIO A DICIEMBRE 2013 vs 2012 .....	36
GRÁFICO 2. INYECCIONES DIARIAS EN EL MER (MARZO 2013-ENERO 2014).....	37
GRÁFICO 3. DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE INYECCIONES AL MER JUNIO-DIC. 2013 (474,345.6 MWh).....	38
GRÁFICO 4. RETIROS DE ENERGÍA EN EL MER JUNIO-DIC. 2013 (471,641.2 MWh).....	38
GRÁFICO 5. INYECCIONES Y RETIROS EN EL MER POR PAÍS (AÑO 2013).....	39
GRÁFICO 6. NÚMERO DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RTR (2008-2013) .....	51

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. SOLICITUDES DE REVISIÓN POR MES (JUNIO A SEPTIEMBRE 2013) .....	32
TABLA 2. ACTIVIDADES QUE SE REALIZAN DURANTE EL PROCESO DE VERIFICACIÓN DE FONDOS Y LIQUIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES DEL MER ....	33
TABLA 3. AGENTES DE EL SALVADOR Y NICARAGUA CON INCUMPLIMIENTOS DE PAGOS AL 31 DE NOVIEMBRE DE 2013 (EN USD) .....	40
TABLA 4. AGENTES DE EL SALVADOR Y NICARAGUA CON INCUMPLIMIENTOS DE PAGOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 (EN USD).....	40
TABLA 5. AGENTES DE EL SALVADOR Y NICARAGUA CON INCUMPLIMIENTOS DE PAGOS AL 31 DE ENERO DE 2014 (EN USD).....	41
TABLA 6. COMPARACIÓN DE GARANTÍAS (SOLICITADA VS. CONSTITUIDA) .....	42
TABLA 7. GARANTÍAS- CARGOS REGIONALES .....	42
TABLA 8. DIFERENCIAS EN GARANTÍAS-CARGOS REGIONALES (USD) .....	43
TABLA 9. PLAN DE INVERSIONES POR PAÍS CORRESPONDIENTE AL PLAN DE REFUERZOS NACIONALES AL SIEPAC.....	57
TABLA 10. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA NORTE → SUR (MW) .....	62
TABLA 11. MÁXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA SUR → NORTE (MW) .....	62
TABLA 12. TRAMOS INTERCONECTORES Y NO INTERCONECTORES DE LA LÍNEA SIEPAC .....	63

## 1 Resumen Ejecutivo

Con fecha 6 de Noviembre del 2013, mediante nota CDMER 2013-1106b, el Consejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional –CDMER–, requirió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, la remisión del Informe de Diagnóstico del MER, establecido en el Libro I, numeral 2.3.2 del RMER, indicando que el mismo debería contener como mínimo, lo siguiente:

- i. Los análisis de la CRIE,
- ii. Las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los Operadores de Mercado y de Sistemas Nacionales (OS/OMS) y los agentes de mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al Reglamento del MER (RMER),
- iii. La Evaluación de la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del MER.

Además, en cumplimiento de lo establecido en el RMER, específicamente en el numeral 2.3.2 del Libro I del RMER, la CRIE procedió a la elaboración del Informe de Diagnóstico, el cual recoge las observaciones y propuestas presentadas por el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*, y se recopila además los análisis y medidas tomadas para promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado.

Así, el presente informe está estructurado de tal forma que inicia exponiendo en forma breve el desarrollo de la normativa regional que ha permitido aplicar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER–, prescindiendo de la normativa regional transitoria que se había venido aplicando. Luego se exponen a grandes rasgos aquellas observaciones y propuestas que se han venido recibiendo en la CRIE por parte de los agentes del MER, los OS/OMS y el EOR, producto de la aplicación del RMER con su Procedimiento de Detalle Complementario –PDC–, mismas que se han presentado mediante notas y comunicaciones informales, en todo caso por la importancia de cada uno de los temas anunciados a la CRIE, se han iniciado los análisis necesarios para establecer la viabilidad de las solicitudes de reforma o de ajustes al RMER. Además, se le solicitó al EOR la presentación del Informe de Regulación del MER que cumpla con lo que impone el RMER, en su Libro I, apartado 2.3.1 y con base en éste, la CRIE procederá de conformidad a la normativa regional para impulsar su reforma.

Posteriormente se entra en el detalle de los análisis que la CRIE ha realizado en el ejercicio de su actividad de ente regulador del Mercado Eléctrico Regional, que se aborda en la sección 4 del presente informe, para cerrar con una sección en la que se analiza la necesidad de realizar ajustes a la normativa regional vigente y las posibilidades que la actividad de reglamentación, asignada a la CRIE en el Tratado Marco, artículo 22, literal a), ofrece para mantener actualizado el *corpus* normativo que regula al MER.

## 2 Introducción

La Junta Directiva del Ente Operador Regional– EOR -, mediante nota EOR-PJD-19-09-2011-053 y sus Anexos: 1) Procedimiento inicial de los procesos específicos del RMER relacionados con las limitaciones actuales del Sistema de Medición Comercial Regional – SIMECR-; 2) Resumen Ejecutivo del Programa Gradual de Cumplimiento de los requisitos técnicos del SIMECR y 3) Estudio Revisión y propuesta de cumplimiento gradual de Requisitos del Sistema de Medición Comercial Regional; solicitó a la CRIE una resolución regulatoria, que además incluyera que cada regulación nacional debía integrar las interfaces regulatorias, mínimas operativas, que permitieran implementar los procesos comerciales del RMER y que se derogara el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional – RTMER -.

A la solicitud de la Junta Directiva del EOR, la Junta de Comisionados de la CRIE emitió el Acuerdo CRIE No. 10–51 de la cincuenta y una reunión de la CRIE, que establece: Instruir al Secretario Ejecutivo de CRIE que presente un diagnóstico de la solicitud del EOR incluyendo los puntos pendientes con la opinión del área técnica y del Grupo de Apoyo Regulatorio. En cumplimiento de dicho Acuerdo, la Secretaría Ejecutiva convocó y celebró dos reuniones de trabajo, con el Grupo de Apoyo Regulatorio y representantes de los OS/OM 's así como con el Director Ejecutivo del Ente Operador Regional. En la ayuda de memorias se estableció como conclusión que: El Procedimiento que propone el EOR presenta un desarrollo conceptual de los temas parte de los mismos que se estima, deben aplicarse, y previo a recomendar su aprobación, dichos temas, entre otros, deben ser complementados con la normativa de detalle correspondiente, así como con el análisis y verificación de normativa en aplicación y la regulación necesaria, todo lo anterior para evitar que pudieran presentarse vacíos regulatorios o la existencia de doble regulación.

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, la CRIE emitió la Resolución CRIE-P-03-2012, en la que resolvió parcialmente a favor de la solicitud y le otorga al EOR un plazo de 60 días para que presenten el sistema de procedimientos propuestos debidamente completados y los resultados de las pruebas y simulación indicadas en la propuesta que incluya además avances mensuales ante la CRIE y que en dependencia de los resultados se resolverá definitivamente sobre la propuesta del EOR.

En cumplimiento del mandato contenido en la resolución referida, el EOR presentó para aprobación de la CRIE la propuesta del “Procedimiento de Detalle Complementario al RMER”, mediante nota referencia EOR-PJD-05-06-2011-007, en la que además indican que se hace necesario para el buen desarrollo del mercado las siguientes acciones: Revisión, formulación y aprobación por parte de la CRIE de la metodología respectiva de la remuneración del Sistema de Transmisión Regional; revisión del Libro IV del RMER “De las Sanciones y Controversias” tomando en consideración la gradualidad. Esta solicitud la hacen tomando en consideración de la necesidad que surja de derogar o emitir disposiciones adicionales que garanticen que para cada caso, no exista duplicidad y/o controversia entre el procedimiento propuesto y el RMER. Además que se desarrolle por parte de las entidades nacionales, las interfaces regulatorias necesarias entre los mercados eléctricos nacionales y el MER y finalmente, que se defina por parte de la CRIE la fecha

de inicio de la operación técnica y comercial del MER bajo el RMER conjuntamente con el Procedimiento de Detalle Complementario con el fin de que se derogue definitivamente el RTMER.

La CRIE con el fin de promover el desarrollo del mercado, emitió la Resolución CRIE-P-09-2012, en la que aprobó el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, con algunos ajustes derivados del Plan de Trabajo propuestos por las Gerencias de CRIE, que conlleve al adecuado funcionamiento del RMER, verificando que sea consistente con el reglamento para su plena aplicación y que permitan evacuar las necesidades identificadas por el EOR en su propuesta. El Procedimiento de Detalle Complementario entraría en vigencia el 1 de enero de 2013.

Una vez completado el proceso de revisión por parte del equipo técnico de CRIE, se recomendó eliminar del Procedimiento de Detalle Complementario: 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 de 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 concertar la compra y desarrollo de los modelos de planificación y 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.

Que durante la sexagésima primera reunión de Comisionados de la CRIE, el Ente Operador Regional, expuso la necesidad de un período de transición por espacio de tres meses, durante el cual se estaría operando el Mercado Eléctrico Regional bajo el criterio que el RMER y el PDC se estarían aplicando en carácter indicativo, con miras a garantizar la operación correcta de las interfaces regulatorias nacionales y los sistemas de información del MER, haciendo posible que el RTMER y sus reformas y los acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30, se continúen aplicando de manera oficial; atendiendo dicha solicitud la CRIE con fecha 22 de noviembre 2012 emitió la Resolución CRIE-P-23-2012, en la que en su numeral tercero se resolvió aprobar un período de transición de tres meses, a solicitud del EOR, contados a partir del 1 de enero 2013, período durante el cual se aplicaría el RTMER y los Acuerdos CRIE-05-28 y CRIE-08-30 con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo.

El EOR el 15 de marzo 2013 presentó a la CRIE la nota identificada como EOR-PJD-15-03-2013-11 en la cual informó que como resultado de la operación indicativa del RMER y el PDC durante los meses de enero y febrero 2013, se identificaron vacíos regulatorios en la regulación regional del RMER y del PDC, los cuales deben ser subsanados con la autorización de la CRIE, con el objeto de enmendar los vacíos regulatorios en la regulación para la operación del MER, el EOR preparó una propuesta de disposiciones regulatorias, para ser sometidas a aprobación de la CRIE con las debidas justificaciones.

A pesar de los esfuerzos de CRIE, con excepción de Panamá y Nicaragua, no existía evidencia a febrero de 2013, de la aprobación oficial de las interfaces regulatorias por cada uno de los países

miembros del MER y de su comprobación en el ámbito respectivo de cada uno de ellos para su interacción con el MER bajo el RMER y el PDC. Tomando en consideración estas circunstancias, se apreció que era necesario prorrogar el período de aplicación indicativo del RMER y su PDC por un plazo máximo de sesenta (60) días adicionales, a efecto de contar con las aprobaciones y comprobaciones antes indicadas, permitiendo, además una evaluación integral de los beneficios y consecuencias derivadas de la aplicación de las medidas que el EOR propone. Si bien es cierto para los meses de enero y febrero del 2013, no se había comprobado que los demás países de la región habían terminado sus proceso de aprobación de las interfaces, para el 2014 se comprobó que esta situación fue superada por lo que la CRIE procede a aprobación de la aplicación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – RMER – más el Procedimiento de Detalle Complementario – PDC.

En consecuencia de todo lo anterior, el 01 de junio de 2013 entró en vigencia el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – RMER – más el Procedimiento de Detalle Complementario – PDC -, con un tiempo de aplicación de 36 meses, con el fin de que terminando ese periodo se apique el RMER en su totalidad.

El presente Informe se elaboró en cumplimiento de lo enunciado en el numeral 2.3.2 del Libro I del RMER, en el que se establece que la CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recoge los análisis de la CRIE, las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS, los reguladores nacionales y los agentes del mercado.

### **3 Recopilación de observaciones y propuestas del EOR, OS/OMS y agentes del MER.**

El RMER, establece un mecanismo formal para proveer de información a la CRIE para la formulación del Informe de Diagnóstico del MER. Por una parte, debe incluir los análisis producidos por la propia Comisión, resultado de su actividad de ente regulador, y por otra parte: *“...las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER”*, de acuerdo a lo dispuestos en el RMER, Libro I, numeral 2.3.2.1.

En el apartado 4.2 del presente informe se han incluido entonces, los análisis propios de la CRIE, que han ido surgiendo del ejercicio de la actividad de regulador del MER. Sin embargo, con respecto al segundo componente, el que se refiere a las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, OS/OMS y agentes, cabe mencionar que aún no se ha recibido en esta Comisión el Informe de Regulación del MER por parte del EOR, y dentro del cual se deben presentar dichas observaciones y propuestas y solicitudes de modificaciones al RMER, tal y como lo ordena el numeral 2.3.1.1 del citado Libro I del RMER: *“El EOR deberá elaborar periódicamente un Informe de Regulación en donde identifique los problemas detectados durante la administración y operación del MER y proponga soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al RMER. Este informe deberá ser sometido a consideración de la CRIE y publicado por el EOR de*

*manera semestral, o en cualquier momento de manera extraordinaria cuando se presenten cambios o situaciones imprevistas que requieran un análisis inmediato por parte de la CRIE.”*

De acuerdo al RMER, el procedimiento para someter observaciones, propuestas y solicitudes de modificación, pasa por el mecanismo definido en el mismo Libro I, apartado 1.8.4 Modificaciones al RMER, del que nos interesa resaltar los tres literales finales del numeral 1.8.4.2, que dispone: “...f) El EOR reunirá y organizará las solicitudes de modificaciones al RMER presentadas por los agentes del mercado y los OS/OMS y las incluirá en el Informe de Regulación del MER descrito en el numeral 2.3.2, junto con su evaluación de las mismas. g) El EOR incluirá también en el Informe de Regulación sus recomendaciones para realizar ajustes y modificaciones al RMER que considere convenientes para la operación eficiente del Mercado y del SER. h) Cada propuesta de modificación deberá contener específicamente la justificación de la misma e incluirá como mínimo una valoración del impacto de la propuesta en la operación técnica comercial así como un análisis costo/beneficio.”

Es decir, que el procedimiento reviste de formalidades esenciales que obedecen a la delicada tarea que reformar el RMER constituye, y por ello le asigna todo un procedimiento de forma que se encaje dentro de la presentación del Informe de Regulación del MER que debe presentar el EOR, y debe cumplir requisitos mínimos, que son “...una valoración del impacto de la propuesta en la operación técnica comercial así como un análisis costo/beneficio...”, mismos que a nuestro juicio garantizan que las propuestas de modificación no sean coyunturales o circunstanciales, sino que obedezcan estrictamente a criterios técnicos ampliamente evaluados, discutidos y presentados ante la CRIE de tal forma que los requisitos impuestos sirvan como una especie de tamiz que permita garantizar la seriedad del ejercicio.

El EOR puso a consideración de la CRIE un Informe de Regulación del MER que no cumplía con los requisitos exigidos en la normativa regional, concretamente con los detallados en el Libro I, numeral 1.8.4.2 del RMER, por lo que la CRIE le indico al EOR debía subsanarlos a fin de ajustarse a los requerimientos que como mínimo impone el literal h) del referido numeral. Sin embargo, el EOR ha adelantado a la Comisión, informalmente mediante notas, ciertos temas que esperamos sean desarrollados formalmente en el referido informe, y de cuyas comunicaciones la CRIE ha realizado análisis preliminares con la información provista por el EOR, en espera de poder hacer los definitivos cuando dentro del Informe de Regulación se remita el *corpus* exhaustivo de información que el RMER exige en el literal h) ya citado líneas arriba.

La información compartida por el Administrador del Mercado Mayorista –AMM-, el EOR, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala –CNEE-, en la forma ya indicada, fuera del mecanismo establecido por el RMER, y de la que la CRIE ha adelantado en lo posible ciertos análisis, es la que se detalla a continuación:

## **A. TEMAS EXPUESTOS POR EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA –AMM.–**

### **a. Nota P-008-2013, de fecha del 02 abril de 2013.**

El AMM, en nota dirigida al EOR, expuso varios puntos que se irán desarrollando líneas abajo, que incluye la respuesta del EOR para cada uno de ellos, respuestas contenidas en la nota EOR-PJD-10-04-2013-017.

#### **1. Ofertas en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR).**

**AMM:** Se ha observado que el Sistema Integrado de Información del MER no permite presentar ofertas de oportunidad de retiro en los nodos de enlace de la RTR para el reemplazo de generación despachada en el predespacho nacional, si físicamente la generación no se encuentra instalada en esos nodos. De igual manera ocurre con las ofertas de oportunidad de inyección asociadas a la demanda interrumpible por precio y a las ofertas de oportunidad de retiro para cubrir demanda no atendida por precio y a las ofertas de oportunidad de retiro para cubrir demanda no atendida por precio. Lo mismo se ha observado para la consideración de las inyecciones de los generadores asociados a Contratos No Firmes Físico Flexibles.

Lo anterior no concuerda con lo establecido en el numeral 1.1 de la Sección Segunda del PDC, ni con lo establecido en los numerales 1.2.2.1, 1.2.2.4, 1.4.1.4 inciso a), 1.4.2.2. Inciso b), todos del libro II del RMER, y otros numerales de dicho reglamento.

**EOR:** El Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) es un sistema informático preparado conforme lo establecido en el RMER y el PDC. Las ofertas mencionadas por usted en su nota, se procesan en concordancia con lo establecido en dicha reglamentación, según el detalle siguiente:

- a) Presentar ofertas de retiro por reemplazo de generación despachada en el Predespacho Nacional, en los nodos de enlace o de la RTR, requiriendo la declaración de una inyección en dicho nodo en el Pre-despacho Nacional, tal y como se encuentra establecido en los numerales A.3.4.2, literal (d) y A.3.4.2.1, literal (c) del Anexo del Libro II del RMER.
- b) Presentar ofertas de oportunidad de inyección en los nodos de enlace de la RTR, asociadas a demanda nacional interrumpible por precio despachada en el Pre-despacho Nacional, siempre, requiriendo la declaración de un retiro en dicho nodo en el pre-despacho nacional, tal y como está establecido en el A.3.4.2, literal (c) y A.3.4.2.1, literal (a) del Anexo del Libro II del RMER.
- c) Presentar ofertas de oportunidad de retiro en los nodos de enlace o de la RTR, para cubrir demanda no atendida por precio en el Pre-despacho Nacional, conforme lo establecido en el numeral A.3.4.2.1, literal (b) del Anexo del Libro II del RMER.
- d) Presentar ofertas de inyección asociadas a Contratos No Firmes Físico Flexibles.

La forma en que el SIIM maneja los tipos de ofertas mencionadas y descritas en los párrafos anteriores, no contradice los artículos del PDC mencionado en su nota y cumpliendo lo que establece el RMER en el manejo de dichas ofertas. Por otro lado, el EOR debe asegurar, que el manejo de las ofertas no genere distorsiones en los Cargos Variables de Transmisión que pagan los agentes del MER.

## **2. Cargos Variables de Transmisión (CVT).**

**AMM:** El EOR ha venido asignando CVT para instalaciones que no forman parte de la RTR, lo que no concuerda con lo establecido en el numeral 3.1 del Anexo a la Resolución CRIE-NP-19-2012, que indica que “El Cargo Variable de Transmisión se determina conforme el numeral 1.5 del Libro II del RMER, y se asigna para cada instalación de transmisión “I” de acuerdo al Anexo D9 del Libro III del RMER, ya que el numeral 1.5 del Libro II del RMER se refiere a los nodos de la RTR y en la propia definición de Cargos Variables de Transmisión contenida en el Glosario del Libro I del RMER, así como apartados del RMER, se indica que en dichos cargos se calculan en los nodos de la RTR. Adicionalmente y de conformidad con lo que se establece en el RMER, los CVT deben asignarse únicamente a las transacciones regionales.

**EOR:** El EOR ha venido calculando los CVT para las instalaciones que no forman parte de la RTR que son definidas en el numeral 2.1 del anexo de la resolución CRIE NP-19-2012, conforme se estipula en el texto completo del numeral 3.1 del anexo de la resolución mencionada y en el DTER indicativo han sido asignados al OS/OM nacional para que él lo internalice conforme lo establezca la regulación nacional.

Por otro lado, el EOR confirmó que en la conciliación programada diaria y en el DTER indicativo se asigna el pago de los CVT de la RTR y de la No RTR únicamente a quienes realizan las transacciones programadas regionales.

## **3. Ofertas de pago máximo por CVT.**

**AMM:** A diferencia de lo que ha sido informado por parte del EOR, se debe garantizar que cuando se presenten ofertas de pago máximo asociadas a CNFFF, se respete la voluntad de las partes en cuanto a la máxima disponibilidad a pagar por los cargos por el diferencial de precios nodales asociados a la energía comprometida en el contrato, tal como se establece en la definición correspondiente así como en el numeral 1.4.5 del Libro I, en los numerales 1.2.2.2 inciso c), 1.3.2.3, 1.3.2.4, 1.3.7.3, 1.4.2.2 del Libro II y otros numerales contenidos en el RMER.

**EOR:** El EOR confirma que el SIIM modela los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) conforme el texto y las formulas establecidas en el RMER.

El SIIM permite operar comercialmente tres tipos de CNFFF en dependencia de la declaración de las ofertas de flexibilidad: a) CNFFF con pago máximo de transmisión, b) CNFFF con ofertas de flexibilidad y c) CNFFF con ofertas de flexibilidad combinado con pago máximo de transmisión, el cual prioriza la optimización de las ofertas utilizando el pago máximo de transmisión.

Estos tipos de contratos han sido explicados a todos los OS/OM en ocasiones anteriores por el EOR. También le confirmo que, durante el período indicativo ya han sido programadas transacciones bajo este tipo de contrato CNFFF.

Con la mejor disposición de ampliar las aclaraciones sobre la operación de estos contratos CNFFF, se les invita a una reunión técnica entre AMM y EOR, para lo cual proponemos realizarla el día 18 de abril de 2013, en nuestra sede.

Adicionalmente, el EOR informa que ha contratado la consultoría “Evaluación de factibilidad técnica de adecuación de los modelos matemáticos del Predespacho, por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas de Madrid”, con fecha 28 de octubre de 2013, que permita encontrar una posible solución en la que se despachen los contratos que cumplan la condición con ofertas de flexibilidad combinado con pago máximo de transmisión, para lo cual el EOR plantea las siguientes alternativas:

- a) Priorizar el pago máximo sobre las ofertas de flexibilidad de forma que aquellos contratos que al ser despachados completos superen el pago máximo, sean retirados del despacho y,
- b) Cumplir con el pago máximo y optimizar las ofertas de flexibilidad, esto es, reducir parcialmente la cantidad de los contratos no firmes, de forma que se cumpla el pago máximo.

Dicha consultoría está programada a que finalice en marzo de 2014.

#### **4. Tratamiento de Contratos en el Proceso de Predespacho**

**AMM:** El EOR en coordinación con el OS/OM, debe realizar ajustes al Predespacho Nacional y Regional según se establece en el apartado vii del inciso a) del numeral 5.12.1 y el apartado ix del inciso a) del numeral 5.13.2 del Libro II del RMER, con el objeto de permitir el uso eficiente de los recursos de generación, cuando por alguna razón la oferta de flexibilidad de un generador asociada a un CNFFF no resulte despachada en el predespacho regional, y la generación relacionada se necesite para el cubrimiento de la demanda local.

De manera semejante, debe realizarse ajuste al Predespacho Nacional y Regional para abastecer con generación local a la demanda nacional asociada a un contrato regional, en caso de que esta no resulte abastecida en el Predespacho Regional.

**EOR:** Los casos presentados por el AMM podrían ser incorporados vía una disposición regulatoria en la interfaz nacional de Guatemala, a fin de que se puedan optimizar sus recursos una vez reciba el pre- despacho regional del MER.

## 5. Agentes Transmisores.

**AMM:** El EOR debe realizar las correcciones pertinentes a sus sistemas de información, de manera que se permita a todos los Agentes que son propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR sean tomados en cuenta para los procesos regionales, atendiendo la definición contenida en el Libro I del RMER que dice “Agente Transmisor se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR”. Lo anterior se debe al rechazo de EOR a que agentes generadores o comercializadores que representan generadores, sean considerados como Agentes Transmisores.

**EOR:** El EOR no tiene ninguna objeción en atender lo solicitado por el AMM sobre este tema. Este cambio en el Sistema de Información del MER, se lleva a cabo únicamente con el requisito que el OS/OM de Guatemala informe el Agente del MER propietario de cada una de las instalaciones de su sistema de transmisión, por medio de los formatos que ya están definidos para estos fines y considerando el procedimiento de modificación de la base de datos del SIIM, remitido por el EOR.

El EOR no tiene en sus registros ningún rechazo de solicitud de inscripción de ningún agente del MER al AMM de Guatemala. El EOR inscribe únicamente agentes del MER, sin diferenciar su actividad de la industria eléctrica nacional, según sea tramitado por el AMM, en este caso particular.

## 6. Solicitudes de Revisión.

**AMM:** El EOR deba habilitar la posibilidad de presentar las solicitudes de revisión a la conciliación diaria y al DTER, para evitar un estado de indefensión de los agentes y los Operadores de Sistema y de Mercado ante los errores u omisiones del EOR, lo cual está claramente establecido en el numeral 2.8 del Libro II del RMER.

Así mismo, el EOR debe evitar modificar los resultados de la operación diaria, a menos que sea consecuencia de una solicitud de revisión, lo cual debe ser hecho del conocimiento de todos los afectados utilizando un medio de comunicación efectivo, explicando las razones de los cambios realizados.

**EOR:** Esta opción de presentar solicitudes de revisión está habilitada para todos los agentes del MER y los OS/OM desde el primer día de enero de 2013, fecha que inició el período indicativo, conforme lo aprobó la CRIE de conformidad al 2.8 del Libro II del RMER.

## 7. Actualización de la base de datos.

**AMM:** El EOR debe ser lo suficientemente ágil y flexible para permitir la actualización constante de la base de datos regional, inclusive de forma automática y en tiempo real, de manera que se cumpla con lo establecido en el numeral 2.4.4 del Libro I, 3.3.7.3 del Libro II y particularmente el numeral 5.1.13.1 del Libro III del RMER, y no como pretende establecer mediante guías que imponen limitaciones para representar adecuadamente los constantes cambios que se producen

en los sistemas eléctricos de los países, especificando procedimientos de solicitud engorrosos que deben realizarse con extensos plazos de anticipación, e incluso limitando el número de elementos que puede actualizarse.

Por otra parte, el EOR debe contar el fundamento regulatorio que justifica la petición realizada en cuanto a la reducción de las bases de datos relativas a la redes de transmisión nacionales.

**EOR:** El numeral 3.3.7.1 del Libro II del RMER establece: *"En todo caso, corresponderá al EOR definir la forma y medios por los cuales se actualizará la información en la Base de Datos Regional. El EOR informará a los OS/OMS los datos que requieren ser actualizados en tiempo real o en forma automática. En caso que el OS/OM no cuente con los medios para la actualización automática o en tiempo real, éste presentará para aprobación del EOR un cronograma de actividades pendientes a dar cumplimiento a este requerimiento."*

Sin embargo, para atender lo indicado por el AMM, el EOR revisará los tiempos establecidos en la Guía para actualizar la Base de Datos Regional, con el objetivo de flexibilizar los tiempos establecidos en la misma y el número de elementos a actualizarse con el objeto de atender las solicitudes de cambio que sean necesarias.

Con relación al tema de la reducción de la base de datos, el EOR está preparando una respuesta a solicitud de CRIE; sobre este tema y en su oportunidad se copiará al AMM, lo que se remita al respecto.

## **8. Operación en islas.**

**AMM:** Cuando en la operación del SER se produzcan islas eléctricas, el EOR debe dar cumplimiento a lo establecido en los incisos d) e i) del numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER, en vez de proponer soluciones a última hora, como la de no programar transacciones en el predespacho del MER, paralizando dicho mercado y lesionando la actividad y compromisos de los Agentes

**EOR:** La solución propuesta por el EOR no tiene la intención de lesionar los compromisos de los agentes, ni de paralizar el MER, sino más bien viabilizar el inicio del MER bajo el RMER y PDC, dado que el índice de ocurrencia de este evento durante la programación de la operación ha sido relativamente bajo (no excede al 2 % en 2012), y se prevé una reducción de este valor para el 2013, al haber más de una Línea de interconexión internacional entre áreas de control. La propuesta del EOR pretende asegurar que no se generen distorsiones en precios durante este evento de operación en islas eléctricas que afecten a los agentes del MER.

El EOR, por acuerdo de su Junta Directiva, iniciará las gestiones para que en el mediano plazo exista la posibilidad de resolver el manejo de islas eléctricas en la programación del MER.

## **9. Redespachos.**

**AMM:** Si realmente el EOR está en posibilidad de llevar a cabo el proceso de redespacho, debe ejecutarlo cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el

predespacho, sin establecer limitaciones de horarios más allá de los que se indican en el numeral 5.17.7.2 del Libro II del RMER. Lo anterior, con el propósito de probar los procesos en condiciones lo más cercanas a la realidad que sea posible y verificar los resultados obtenidos.

**EOR:** Durante este período indicativo, el EOR cuenta con un Protocolo de Coordinación Operativa EOR- OS/OM, con el objeto de coordinar en tiempos establecidos las realizaciones de los re-despachos, tomando en cuenta los diferentes causales posibles que originan un re-despacho.

Para el período en que inicie oficialmente la operación bajo el RMER y el PDC, el EOR cuenta con los recursos técnicos y humanos para atender dichas solicitudes 24 horas. De igual manera todos los OS/OM deberán de confirmar oficialmente su disposición durante las 24 horas para atender cualquier requerimiento de re-despacho nacional o cualquier otra información requerida para estos fines.

**b. Nota GG-352-2013, de fecha 21 de junio de 2013.**

Nota remitida a CRIE por parte del AMM, solicitando se revise lo relacionado a los Contratos Firmes Físico Flexibles con Oferta de Pago Máximo por CVT's, para que la modelación del mismo se apegue a lo establecido en el RMER y se corrija oportunamente con la finalidad de dar certeza a los Agentes Regionales en sus transacciones contractuales. Esto debido a que el mismo EOR ha manifestado que cuando las partes de un Contrato No Firme Físico Flexible efectúan ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional por cantidades de energía distintas de cero y se asocia una oferta de pago máximo por CVT, bajo ciertos escenarios el modelo de optimización regional despacha el Contrato aun cuando la diferencia de precios nodales supera la máxima disponibilidad a pagar por transmisión declarada por las partes.

**Análisis preliminar de CRIE:** Después de las respuestas recibidas del EOR, se concluye que se necesita más tiempo para implementar el cumplimiento simultáneo de las ofertas contractuales de flexibilidad y de pago máximo por CVT, tal como lo establece el RMER.

El EOR ha procedido a realizar las evaluaciones de factibilidad técnicas y además está en proceso de contratación del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia de Comillas de Madrid, España, con el fin de contar con el apoyo especializado para el desarrollo de los ajustes requeridos en la interpretación y tratamientos de los Contratos No Firmes Físico Flexibles.

Mientras tanto, la CRIE evalúa el procedimiento a seguir para suspender temporalmente la aplicación de los CNFFF que tienen asociadas ofertas de pago máximo por CVT.

**c. Nota P-015-2013, de fecha 20 de junio de 2013.**

Presentada por el AMM a la CRIE, en la que solicita se revise el caso de los OS/OM que realizan transacciones comerciales en el MER, que no sean las ofertas de emergencia por déficit. Que la CRIE solicite información al EOR, de forma tal que en cumplimiento de la Regulación Regional, la CRIE haga cumplir lo establecido y resuelva NO autorizar al EOR para que autorice a la Unidad de

Transacciones UT de El Salvador a realizar transacciones en el MER, por contravenir la Regulación Regional.

**Análisis de CRIE:** La CRIE, en el ejercicio de la facultad de instancia única de interpretación del RMER que le asigna dicho instrumento en su Libro I, numeral 1.7.2, respondió al AMM en estos términos:

- a) Por su propia definición, los OS/OMs quedan excluidos de poder ser considerados agentes del MER, pues no están concebidos para realizar transacciones en el MER en el sentido restringido del artículo 5 del Tratado Marco y Libro I, numeral 1.4.2 del RMER, que consideran como agentes del MER a quienes realicen las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización o bien sean grandes consumidores. Las actividades anteriores condicionan, por lo mismo, la clasificación de agentes del MER.
- b) El OS/OM por definición lógica del MER no es un agente sino un operador del sistema (RMER, Libro I, Glosario), toda vez que la calidad de agente le otorgaría una ventaja injusta al tener acceso a la información de precios de los agentes locales, previo a colocar su propia oferta en el mercado regional, desnaturalizando no sólo la figura de los agentes del MER y del OS/OM, sino atentando en contra del principio de Competencia en el que se fundamenta el Tratado Marco.
- c) Una resolución interna de autoridad competente de un país no puede modificar los criterios establecidos en el Tratado Marco en cuanto a quienes se les considerará agentes del MER. En el caso analizado, la Ley General de Electricidad de El Salvador, al no haber sido modificada, restringe la naturaleza de la UT a las actividades de operar el sistema de transmisión y operar el mercado mayorista de energía eléctrica, no estándole permitido efectuar por sí operaciones de compraventa de energía eléctrica. Aún si se modificara dicha Ley, la propia Constitución salvadoreña otorga primacía interpretativa a las normas del Tratado Marco.
- d) La autorización temporal otorgada por el EOR a la UT para realizar transacciones de energía en el MER no está contemplada en la normativa regional.
- e) Los casos atípicos que ameritan estudio de la normativa regional deben ser remitidos a la CRIE de conformidad con lo establecido en el RMER, Libro I, apartado 1.7, numeral 1.7.2.

**d. Nota GG-1396-2012, de fecha 10 de octubre de 2012.**

**AMM:**

- a) Se debe separar el despacho de mínimo costo de las obligaciones de mantener los flujos de intercambio programados, es decir que se permita a los operadores nacionales optimizar sus despachos locales, manteniendo únicamente la obligación

de entregar los volúmenes de intercambio programados en los nodos de enlace, quedando en libertad del operador nacional de suministrar los intercambios programados con base en las reglas locales. Hacer las transacciones de forma financiera y no de forma física.

- b) La energía comprometida en un contrato firme debiera ser considerada en la elaboración del despacho regional. Si la energía comprometida en los contratos regionales no es despachada por el EOR, el AMM podría utilizarla en la programación del despacho definitivo a las 17 horas, con el objetivo de optimizar los recursos de generación y beneficiar el precio spot nacional. Es necesario ampliar y o aclarar que la energía no programada por el EOR de la central con contrato firme deberá tomarse en cuenta en el despacho nacional definitivo para optimizar el despacho nacional, dado que es obligación del OS/OM operar al mínimo costo con los recursos disponibles. La obligación en contratos firmes es el Despacho de los montos de energía comprometidos en el contrato, NO es el despacho de la planta conforme a la curva comprometida; consecuentemente es posible formular un despacho óptimo considerando el conjunto de plantas sin ligar de ninguna forma la operación de una planta específica a la curva de contrato firme. Se debiera eliminar el concepto de mantener el despacho y la demanda local como valores fijos.
- c) Las liquidaciones de las transacciones locales se debieran hacer con respecto a los desvíos netos de los intercambios sin entrar a calcular desviaciones por nodo.
- d) Posibilidad de considerar como causal de re despacho de acuerdo a los criterios del RMER y en el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, el aumento en el aporte hidráulico del país, con el objeto de vertimientos, debe ser de una hora en lugar de las tres ya establecidas.

**EOR:**

- a) Respecto a la solicitud 1: No es posible bajo el RMER que los operadores nacionales incluyan en su programación diaria (o predespacho nacional) los volúmenes de intercambio programados en el mercado regional entre países miembros, ya que al ser el MER un mercado superpuesto al nacional (o un séptimo mercado) se basa en un predespacho nacional que no incluye intercambios regionales.
- b) Si esto se quisiera implementar, habría que cambiar el RMER, y por consiguiente el modelo de optimización de predespacho regional para que pueda ser reprogramada en el Predespacho Nacional.
- c) Respecto a la solicitud 2: Cuando un Contrato Firme Regional no sale despachado en su totalidad es debido a problemas técnicos en las líneas de transmisión y no debido a otros factores. Por otra parte, según indicaciones de la CRIE todas las disposiciones de Contratos Firmes regionales establecidas en el RMER están suspendidas hasta que se pronuncie al respecto.

- d) En caso de que se desee implementar esta propuesta, habría en primer lugar que cambiar el RMER, luego especificar los mecanismos necesarios para reprogramar Contratos no despachados en el MER, como energía transable en el mercado nacional, ya sea como un energía nacional “extra” no contemplada en su demanda nacional (satisfecha en su predespacho nacional) o como una inyección regional.
- e) Respecto a la solicitud 3: En cuanto a los desvíos netos de los intercambios sin entrar a calcular desviaciones por nodo ya está contemplado en el PDC, para el caso que la oferta esté ubicada en el nodo de enlace. Si existen ofertas en el RTR de Guatemala, las desviaciones por nodo deberán ser conciliadas por el AMM de Guatemala.
- f) Respecto a la solicitud 4: Al respecto del tiempo de 1 hora, esto no es viable por el tiempo de ejecución asignado del redespacho y la necesidad de publicación previa de 1 hora antes de su ejecución para que todos los operadores nacionales se enteren de las modificaciones y hagan los preparativos ante el cambio en las condiciones. Si se desea considerar por parte de CRIE, la solicitud de incluir esta causal, se debiera modificar el numeral 11. Causales para solicitar redespachos, del PDC.

**Análisis preliminar de CRIE:** Es evidente que lo que el AMM denomina inquietudes sobre los procesos de predespacho y redespacho, son en realidad, a juzgar por la forma en que las mismas fueron consignadas, sugerencias de modificaciones al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional-RMER-. Por lo anterior, una nota no es la vía para discutir tales modificaciones, pues por existir un procedimiento específico determinado en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, es necesario seguirlo. El mismo está descrito en el apartado 1.8.4.2 del Libro I del RMER denominado Modificaciones propuestas por agentes del mercado, OS/OM y el EOR.

**e. Proceso Nuevo de Investigación en contra del EOR, de fecha 24 de octubre de 2013.**

El AMM plantea el procedimiento de investigación por el acto y decisión de hecho tomada por el EOR mediante la nota EOR-DE-05-07-2013-520 en la que informa que a partir del día 09 de julio de 2013 las ofertas del MER, que se remitan para procesar el Predespacho Regional no deben tener más de tres decimales, sino solamente uno, para la cantidad de megavatios. El AMM argumenta que el EOR incumplió, ya que no sometió a la CRIE el cambio de fondo que significa aplicar un límite en la presentación de ofertas.

El EOR aclara que como resultado del proceso de predespacho del RMER en el SIIM y de las ofertas presentadas por los agentes, se presentaron micro-despachos del orden de 0.1 MWh o menores, con precios por debajo o por arriba del precio declarado en las ofertas de inyección y retiro respectivamente, en los resultados de las transacciones comerciales de energía en el MER.

Sin embargo, el EOR mediante nota EOR-GC-24-09-2013-012 de fecha 24 de septiembre de 2013, informó a los OS/OM, que la medida en cuestión aplicada había sido resuelta y que informaran a sus agentes, que para las ofertas que se remitieran a partir del lunes 30 de septiembre de 2013, se aceptan valores de energía declarados hasta el tercer decimal.

## **B. TEMAS EXPUESTOS POR EL EOR.**

### **a. Nota EOR-DE-25-07-2013-574, de fecha del 25 de julio de 2013.**

El EOR expone la necesidad de una disposición regulatoria en la que se disponga que el OS/OM sea el único responsable de la constitución de garantías por desviaciones en tiempo real, con respaldo en la garantía de sus agentes.

El EOR determina y concilia, para cada periodo de mercado, las desviaciones en tiempo real que se registran únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control, respecto a los intercambios programados en el pre-despacho regional, y las asigna al OS/OM respectivo, el cual, debe internalizarlas según su regulación nacional. Sin embargo, la disposición mencionada anteriormente, a pesar de dejar claramente establecida la responsabilidad de asignación de las desviaciones en tiempo real a los OS/OM, no establece una obligación directa para que el OS/OM en representación de sus agentes del área de control respectiva constituya una garantía única en correspondencia con la responsabilidad asignada.

Por lo anterior, existe una incongruencia entre la asignación de responsabilidad de las desviaciones de energía de las áreas de control y el mecanismo de obligación de constitución de garantía respectiva; y asimismo se identifica en el EOR un impedimento para el control, seguimiento y ejecución de estas garantías de pago, con base a la información que se tiene disponible para cumplir y garantizar la liquidación efectiva del MER.

#### **Análisis preliminar de CRIE:**

El numeral 1.9.1.2 del Libro II del RMER establece: *“Los agentes del mercado constituirán garantías de pago, **directamente o a través de sus OS/OMS...**”*, por lo que de acuerdo al contenido de dicho artículo, se puede proceder de cualquiera de las dos formas, y no sólo a través de su OS/OM.

En esa virtud, la solicitud del EOR constituye una limitación a la disposición original del RMER, por lo que implica se modifique el texto original del reglamento, reforma para la cual debe procederse de acuerdo a lo establecido en el numeral 1.8.4.2 literales g) y h) del Libro I del citado reglamento que establece: *“...g) El EOR incluirá también en el Informe de Regulación sus recomendaciones para realizar ajustes y modificaciones al RMER que considere convenientes para la operación eficiente del Mercado y del SER.*

*h) Cada propuesta de modificación deberá contener específicamente la justificación de la misma e incluirá como mínimo una valoración del impacto de la propuesta en la operación técnica comercial así como un análisis costo/beneficio.”*

Asimismo, el relacionado numeral 1.8.4.2 literal g), hace referencia al Informe de Regulación, establecido en el numeral 2.3.1.1 del Libro I del reglamento citado, que dispone: *“El EOR deberá elaborar periódicamente un informe de Regulación en donde identifique los problemas detectados durante la administración y operación del MER y proponga soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al RMER. Este informe deberá ser sometido a consideración de la CRIE y publicado por el EOR de manera semestral, o en cualquier momento de manera extraordinaria*

cuando se presenten cambios o situaciones imprevistas que requieran un análisis inmediato por parte de la CRIE.”

En la nota enviada a CRIE, no se detalla la valoración del impacto de la propuesta en la operación técnica comercial, ni existe un análisis costo/beneficio de la propuesta, por lo que, la CRIE no puede manifestarse hasta tener toda la información que justifique debidamente la modificación al RMER que el EOR propone. Por lo que se le sugirió reunir los argumentos y estudios para que realice la propuesta de modificación cumpliendo con lo establecido en el RMER.

**b. Nota EOR-DE-03-09-2013-697, de fecha del 03 de septiembre de 2013.**

El EOR Informa que para el 02 de septiembre del 2013, para ciertos periodos de mercado correspondientes a las horas 1, 2, 3 y 4, no se programaron transacciones en el MER, debido a que el EOR no recibió ninguna oferta de retiro para el Mercado de Oportunidad Regional. El modelo matemático del predespacho del RMER funciona con base a que existe un cumplimiento estricto de presentación de ofertas en el MER por parte de los agentes autorizados, a través de sus OS/OM. Si no existe la información disponible ni tampoco las explicaciones de por qué esta información no está disponible, el EOR se ve imposibilitado a programar transacciones en el MER bajo esta condición de ausencia de información. Sin embargo, el EOR afirma haber iniciado un análisis técnico y jurídico para determinar las acciones que habría que proponer a la CRIE, para evitar que ante esta falta de información suministrada, los agentes del MER se vean limitados a realizar sus transacciones comerciales.

Al respecto, el AMM se manifiesta mediante nota GG-470-2013, con fecha del 12 de septiembre de 2013:

“Sobre el particular el Administrador del Mercado Mayorista manifiesta que, como es de su conocimiento, el RMER establece en el inciso d) del numeral 1.4.2.2 del Libro II, lo siguiente:

Las ofertas de oportunidad de retiro de energía informadas al MER por los OS/OM deberán provenir de:

- i. Ofertas realizadas por los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER cuya energía provendrá del reemplazo de generación despachada en el predespacho nacional, si la regulación nacional lo permite;
- ii. Ofertas para atender déficit nacional;
- iii. Ofertas de agentes autorizados para realizar transacciones, cuya energía se entrega en el nodo de interconexión con países no miembros; y
- iv. Demanda no atendida por precio en el predespacho nacional.

De conformidad con este inciso, la presentación de ofertas de oportunidad de retiro para reemplazo de generación queda supeditada a lo establecido en la regulación nacional, lo cual para el caso de los agentes de Guatemala está establecido como opcional.

Además, en Guatemala no ha habido déficit nacional, exportaciones a países no miembros, ni demanda no atendida por precio en el predespacho nacional, que hagan necesaria la presentación de ofertas de oportunidad de retiro.

Por otra parte, en el numeral 1.9.1.2 del Libro II del citado reglamento, se establece lo siguiente:

Los agentes del mercado constituirán garantías de pago, directamente o a través de sus OS/OMS, conforme al numeral 1.9.1.5, por los montos que libremente decidan los cuales serán considerados para determinar el monto de las transacciones autorizadas diariamente en el predespacho del MER de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.10.3.

A partir de lo indicado en este numeral en cuanto a que los agentes de mercado deciden libremente los montos de garantía que constituirán para realizar sus transacciones, se colige que es su potestad optar por establecer el monto que les permita realizar transacciones en cuyo caso presentarán las ofertas respectivas, o únicamente el monto mínimo de garantía requerido en el numeral 1.9.1.3 del Libro II del RMER. En este último caso, no tendría sentido presentar ofertas de oportunidad de retiro si luego éstas necesariamente deben ser descartadas por el EOR en el proceso de predespacho, por carecer de garantías suficientes.

Adicionalmente, es importante mencionar que en su nota se hace referencia a las limitaciones indicadas en el numeral 5.2.3 del Libro II del RMER, en el sentido que le son aplicables a las ofertas indicadas en el numeral 4.6.2.2. Sin embargo, es de hacer notar que el numeral 4.6.2.2 no existe en el RMER.

Finalmente, en relación con el numeral 5.2.1, del Libro II, que cita como fundamento en su nota, se hace la observación que se refiere a dos supuestos: el primero se refiere a las ofertas de inyección y retiro de oportunidad, y el segundo a los compromisos contractuales y sus ofertas asociadas, sin que se indique que las transacciones contractuales estén sujetas a la presentación de ofertas de oportunidad de retiro, por lo cual es de suma importancia que el EOR explique con fundamento en la Regulación Regional, la razón que sustenta la suspensión de las transacciones asociadas a contratos para los períodos 1, 2, 3, y 4 del 2 de septiembre de 2013.”

Al respecto la UT también se manifiesta mediante la nota UT-Ref-1502/13 en la que solicita aclaración al EOR sobre varios puntos específicos:

- a) Evaluar y presentar a los agentes afectados el lucro cesante estimado ante la anulación de contratos regionales por la falta de ofertas de oportunidad de retiro.
- b) Explicar detalladamente a los agentes afectados el fenómeno, así como las acciones que tomará el EOR para que esta situación no vuelva a ocurrir. Dentro de las explicaciones se solicita incluir las referencias regulatorias que claramente indiquen

que ante la inexistencia de ofertas de oportunidad, los contratos regionales serán anulados por el EOR. Revisión del modelo de despacho haciendo los ajustes que sean necesarios para que esta situación no ocurra nuevamente.

Respuesta del EOR mediante nota EOR-DE-13-09-2013-744 con fecha del 13 de septiembre de 2013:

- a) Que las pérdidas de transmisión en el MER, son atendidas, según sea el caso, por las ofertas de oportunidad y de retiro que presenta cualquiera de los Agentes en cualquiera de los países, en el Mercado de Oportunidad Regional.
- b) Para poder cubrir las pérdidas de transmisión asociadas a un contrato, según sea el caso, el modelo de pre-despacho regional puede requerir ofertas de oportunidad de inyección (incremento de pérdidas) u ofertas de oportunidad de retiro (decremento de pérdidas),
- c) Si no existen ofertas de oportunidad tanto de inyección como de retiro, en el Mercado de Oportunidad Regional durante una hora específica, será INFACTIBLE, que se pueda operar un contrato no firme físico flexible que tenga valores de inyección y retiro iguales, por que no habrá nadie, es decir, ninguna oferta de retiro u oportunidad en el MER que las atienda. Es importante aclarar, que no es necesario que estas ofertas de oportunidad tengan que ser colocadas por las partes del contrato, sino, pueden ser colocadas por cualquier otro agente.

Para garantizar la factibilidad, el RMER establece la obligación de que todos los agentes autorizados a realizar transacciones en el MER de todos los países tienen que poner ofertas de inyección y retiro en el Mercado de Oportunidad Regional, únicamente limitados por las razones técnicas mencionadas en el RMER (Libro II, 5.2.2).

En respuesta de las solicitudes puntuales de la UT se detalla lo siguiente:

- a) *Evaluar y presentar a los agentes afectados el lucro cesante estimado ante la anulación de contratos regionales por la falta de ofertas de oportunidad de retiro.*

Respuesta del EOR:

El EOR no tiene en sus obligaciones establecidas en la regulación regional, realizar cálculo de lucro cesante ocasionados por que no se puedan programar transacciones factibles en el MER, cuando el EOR no ha recibido información de ofertas de retiro en el Mercado de Oportunidad Regional de parte de los OS/OM, las cuales provienen de los agentes autorizados, incluyendo a la Unidad de Transacciones.

Es importante mencionar que el EOR realiza la programación comercial de las transacciones con base a la información de coordinación operativa de las ofertas provenientes de los agentes

autorizados, tanto en el Mercado de Contratos como en el Mercado de Oportunidad Regional, a través de sus OS/OM.

Con relación a lo expresado sobre "explicación y posible remuneración de la pérdida consecencial debido a la anulación de los contratos en la fecha y horas", le informo:

PRIMERO: El EOR no tomó ninguna decisión discrecional, solo se ha limitado a cumplir y operar el MER conforme lo estipula la regulación regional.

SEGUNDO: El EOR no ha ocasionado daños ni perjuicios ni por acción ni por omisión a ninguno de los agentes.

TERCERO: A falta de información suministrada por terceros y sus consecuencias, no puede ser una responsabilidad imputada al EOR.

CUARTO: Por ende, no existen consecuencias derivadas de una decisión tomada por el EOR.

QUINTO: Se ha registrado un incumplimiento de la regulación regional, por terceros, que en todo caso, serían el objeto de cualquier daño o perjuicio que se pudiera evidenciar.

*b) Explicar detalladamente a los agentes afectados el fenómeno, así como las acciones que tomará el EOR para que esta situación no vuelva a ocurrir. Dentro de las explicaciones se solicita incluir las referencias regulatorias que claramente indiquen que ante la inexistencia de ofertas de oportunidad, los contratos regionales serán anulados por el EOR. Revisión del modelo de despacho haciendo los ajustes que sean necesarios para que esta situación no ocurra nuevamente.*

Respuesta del EOR:

En el supuesto que "el fenómeno" a que hace referencia está relacionado a la imposibilidad de programar contratos regionales físicos flexibles, con ofertas de flexibilidad igual a cero, sin haber el EOR recibido ofertas de oportunidad de retiro por parte de los Agentes autorizados para realizar transacciones a través de sus OS/OM, le menciono que las explicaciones técnicas en que se fundamentó lo ocurrido están contenidas en el inciso a) de esta nota.

También es importante mencionar que el EOR en innumerables oportunidades le ha explicado o la UT, y ha entregado información a la misma, sobre cómo opera el MER. También le ha explicado en diferentes oportunidades cómo funciona el modelo de pre-despacho regional y los diferentes tipos de transacciones comerciales, como así también el funcionamiento del SIIM.

Es importante destacar que el RMER establece que la UT tiene la obligación de comunicar oportunamente a sus agentes la información consignada por el EOR. (Libro I 1.5.4, inciso D)

Por otro lado, tal y como se mencionó en correspondencia EOR-03-DE-03-09-2103-697, el EOR ya inició una evaluación técnica y jurídica para determinar las acciones que habría que proponer a la

CRIE para subsanar cuando por fuerza mayor los agentes autorizados en el MER de los seis países de la región, no puedan presentar ofertas de oportunidad en el MER a través de sus OS/OM.

Le informo que después de este evento ocurrido, ha existido cumplimiento de parte de algunos de los OS/OM, en la presentación de estas ofertas de oportunidad provenientes de los Agentes, y no se ha vuelto a presentar la situación ocurrida en la preparación de pre-despacho regional del 2 de septiembre del 2013.

**c. Nota EOR-DE-14-10-2013-828 con fecha 14 de Octubre de 2013.**

**Solicitud 1.** Ampliación del plazo establecido en el artículo 2.5.3 inc. d) del Libro II RMER, respecto a la publicación de las conciliaciones definitivas.

El EOR expone que está limitado a cumplir con el plazo establecido en el numeral 2.5.3 inciso d) para resolver e informar las conciliaciones definitivas cuando los OS/OM han presentado solicitudes de revisión para las conciliaciones diarias, lo que podría afectar a uno o varios agentes de diferentes países que realizan transacciones en el MER.

**Solicitud 2.** Ampliación de plazo para la verificación de fondos y liquidación de las transacciones comerciales y cargos regionales del MER

Debido a que en el RMER no se establece el periodo de verificación de fondos, según el EOR, se exponen a un tiempo limitado para realizar la liquidación de las transacciones del MER, implicando algunos riesgos.

**Análisis preliminar de CRIE:** El RMER en el Libro I, establece en su sección 1.8.4, el procedimiento para efectuar reformas a su texto, estableciendo en su numeral 1.8.4.1, que: *“Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral...”*, desarrollando a continuación los mecanismos y los efectos de dichas reformas. En el caso del EOR, al numeral 1.8.4.2, literal g) establece que: *“...El EOR incluirá también en el Informe de Regulación sus recomendaciones para realizar ajustes y modificaciones al RMER que considere convenientes para la operación eficiente del Mercado y del SER.”* Es decir que el EOR tiene facultad de proponer reformas al RMER, siempre que las mismas se realicen dentro del Informe de Regulación a que lo obliga el numeral 2.3.1.1 del citado Libro I: *“El EOR deberá elaborar periódicamente un Informe de Regulación en donde identifique los problemas detectados durante la administración y operación del MER y proponga soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al RMER. Este Informe deberá ser sometido a consideración de la CRIE y publicado por el EOR de manera semestral, o en cualquier momento de manera extraordinaria cuando se presenten cambios o situaciones imprevistas que requieran un análisis inmediato por parte de la CRIE...”* Estas previsiones de la norma, tienen por objeto investir al RMER de estabilidad en su texto, obligando a que cualquier propuesta de reforma cuente con el respaldo técnico que la

justifique, de forma que no se vulnere la estabilidad jurídica del instrumento con cambios innecesarios o de tipo cosmético.

De esta forma, la propuesta de modificación propuesta por el EOR, contenida en su nota identificada como EOR-DE-14-10-2013-828, de fecha 14 de octubre del año 2013, constituye una forma de adelantar el estudio y la pertinencia de la propuesta presentada, pero en ningún caso como el inicio del procedimiento de reforma al RMER, ya que como quedó indicado en el párrafo anterior, existe un procedimiento sin el cual, éste no puede reformarse. En este sentido, deberá indicarse al EOR que la remisión de la referida nota no excluye la responsabilidad de presentar el Informe de Regulación en que se proponga formalmente los cambios, con su debido sustento técnico, tal y como lo señala el propio EOR al final de su nota.

Una vez el EOR presente el Informe de Regulación, cumpliendo con los requisitos que exige la regulación regional vigente, la CRIE puede disponer, siempre que lo considere necesario, del mecanismo de reforma transitoria sancionado en el numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, el que en su literal f) dispone: *“Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia.”* Es necesario hacer notar que el procedimiento que permite excluir el citado artículo, es el de discusión de las modificaciones propuestas por quienes tienen esta capacidad, pero no condona la forma en que las propuestas de cambio deben presentarse, es decir, excluyen temporalmente el procedimiento creado en el numeral 1.8.4.4, pero en ningún caso el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el 1.8.4.2, del mismo libro del RMER.

#### **d. Nota EOR-PJD-16-12-2013-067.**

Con fecha de 16 de diciembre de 2013 el Ente Operador Regional –EOR- envía a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- la nota EOR-PJD-16-12-2013-067, en la cual solicita a la CRIE:

- a) Establecer los ajustes regulatorios necesarios al Procedimiento de Detalle Complementario –PDC, sobre la base de la Propuesta técnica “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho”.
- b) Dada la importancia del cálculo del precio ex post y su impacto en la valoración de las desviaciones normales en tiempo real, se solicita, la aprobación de manera prioritaria y en el menor tiempo posible, de los ajustes regulatorios propuestos, para que puedan ser aplicados a partir del 01 de enero de 2014.

**Lo actuado por la CRIE:** La CRIE envía nota CRIE-SE-01-08-01-2014 al EOR, solicitando información adicional respecto a la normativa propuesta, se solicitó: el Acuerdo de la Junta Directiva mediante

el cual se dio la instrucción de someter a la CRIE la aprobación de la normativa, los resultados de la pruebas realizadas del 01 al 15 de noviembre de 2013 mediante las cuales el EOR afirma que la propuesta en mención corrige el problema planteado en el proceso del cálculo del precio ex post, los comentarios enviados al EOR por parte de los OS/OM referentes a dicha propuesta, la presentación vista en la reunión virtual con EOR y CRIE el 16 de diciembre de 2013, donde mostraron parte de los resultados de la propuesta en análisis, y un informe de avance del inventario de equipos de medición de la RTR.

El EOR responde mediante la nota EOR-PJD-13-01-2014-006 en la que mediante anexos adjuntan la información solicitada, excepto el Informe de avance del inventario de los equipos de medición de la RTR, que se espera entreguen posteriormente.

La CRIE envía la nota CRIE-SE-11-04-02-2014 al EOR sugiriéndole algunas modificaciones a la propuesta y éste responde mediante la nota EOR-PJD-17-02-2014-011 donde expresan su opinión de no objeción con la mayor parte de las modificaciones planteadas por CRIE.

El equipo técnico de la CRIE analizó toda la información enviada por el EOR y concluye que, para los días en que realizaron el análisis, los precios ex post calculados con la metodología propuesta se acercan más a los precios ex ante, que los ex post calculados con la metodología actual cuyos valores son más elevados.

Sin embargo, el problema presentado por el EOR se había previsto desde el análisis realizado con el PDC, pues al no contar con el equipo de medición en los nodos de inyección y retiro de la RTR iban a existir desviaciones asignadas por estimaciones.

Se recomienda aprobar la metodología, a la vez que se le instruya al EOR para que presente el plan de trabajo que en definitiva solucionaría el problema de no contar con el equipo de medición adecuado, y que además asuma la responsabilidad de las consecuencias que resulten de la aplicación de la misma.

### **C. TEMAS EXPUESTOS POR COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA –CNEE-.**

#### **a. Nota CNEE-28201-2013 con fecha del 04 de julio de 2013.**

La CNEE se manifiesta en cuanto a los márgenes de reservas operativas en el MER, solicita que se estudie la posibilidad de reducir los valores de reserva establecidos en la regulación regional a valores que se adecuen de mejor forma a la realidad de las áreas de control ya interconectadas.  
Análisis de CRIE:

Se realizó la consulta respectiva al Ente Operador Regional e informó lo siguiente:

El EOR, con base a las evaluaciones técnicas de la operación interconectada del SER con el Sistema Eléctrico de México, ha observado que las desviaciones de frecuencia disminuyen ante desbalances carga-generación en el SER y por lo tanto considera que los requerimientos de reserva rodante para el control de frecuencia se pudieran reducir en vez de aumentar.

El EOR, en coordinación con la Unidad Ejecutora del SIEPAC, ha iniciado el proceso de licitación para contratar la consultoría denominada *“Estudio técnico económico sobre la Reserva de Regulación Primaria de la Frecuencia, la Reserva de Regulación Secundaria, el Esquema de Desconexión de Carga de Baja Frecuencia y el Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje del Sistema Eléctrico Regional de América Central”*

Dentro de los objetivos de dicha consultoría, efectivamente, se encuentra hacer una revisión y obtener recomendaciones del porcentaje de reserva de regulación con los cuales se garantice el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), considerando la operación del SER interconectado con el sistema eléctrico de México, es decir, uno de los productos de la consultoría será recomendar los requerimientos técnicos mínimos que debe cumplir cada área de control con el fin de mantener los requerimientos de la reserva de regulación de manera económicamente eficiente. Este trabajo también servirá de base para ajustar los valores de regulación primaria y secundaria, así como los esquemas de control de desconexión de carga por bajo voltaje y baja frecuencia.

Además, el EOR manifiesta su disposición para hacer públicos los resultados de la consultoría mencionada.

**b. Nota CNEE-28202-2013 con fecha 04 de Julio de 2013.**

La CNEE se manifiesta en cuanto a los plazos establecidos en el RMER para la emisión de los documentos de cobro y pago de los DTER.

Manifiesta que el 2.7.5 del Libro II del RMER señala que el EOR debe emitir en un plazo de 11 días hábiles después de finalizado el período de facturación, los documentos de cobro y los documentos de pago correspondientes al período de facturación respectivo”; al respecto, la CNEE señala que al existir la posibilidad de que las fechas de cobro y pago en el MER sean variables, se resta certeza y predictibilidad de las fechas en que los Agentes y Grandes Usuarios deberán realizar los pagos correspondientes, y que si el EOR decidiera a discreción efectuar esta actividad en un plazo menor a los 11 días señalados, podría perjudicar a los Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista de Guatemala. Por lo tanto, la CNEE solicita que los DTER sean emitidos a los 11 días hábiles después de finalizado el período de facturación y no antes.

**Análisis de CRIE:** El plazo de entrega de los documentos de cobro y pago es determinado y aplicado según el numeral 2.7.5 del Libro II del RMER: *“El EOR deberá emitir en un plazo máximo de once (11) días hábiles después de finalizado el período de facturación, los documentos de cobro y los documentos de pago correspondientes al período de facturación respectivo”*, como se detalla a continuación:

Una vez se entrega el DTER a los agentes u OS/OM, en siete días hábiles después de finalizado el período de facturación, según lo establecido en el numeral 3.5 de la sección segunda del PDC, el EOR procede a la emisión y distribución de los documentos de cobro y pago para cumplir con el tiempo señalado en el numeral 2.7.5 del Libro II del RMER, por tanto, el EOR cuenta con cuatro

días hábiles para la emisión de los documentos de cobro y pago para toda la región, que comprende la emisión y entrega física de los documentos; además, el EOR informa que envía por medio electrónico dichos documentos el día máximo establecido.

Adicionalmente, el EOR informa que los documentos de cobro y pago contienen la fecha de vencimiento del respectivo documento cumpliendo con el numeral 2.7.7 del Libro II del RMER, con esto se asegura que los agentes u OS/OM y el EOR puedan cumplir con lo establecido en el numeral 2.7.12 del Libro II del RMER el cual establece: *“El vencimiento de los documentos de cobro o pago emitidos por el EOR, será a los 10 días de la recepción del respectivo documento”*.

Por todo lo indicado por el EOR, se concluye que el procedimiento que sigue cumple con lo establecido en el RMER y que sólo podrá ser modificado siguiendo lo establecido en el numeral 1.8.4 del Libro I de dicho Reglamento. Además, se concluye que los plazos están claramente definidos contando con un margen que según el EOR no ha ocasionado inconvenientes, por lo que no existe razón aparente para que existan incertidumbres para los Agentes del Mercado.

## **4 Análisis de CRIE**

### **4.1 Análisis de CRIE a observaciones informales**

En esta sección se detallan y analizan las solicitudes cuyo objetivo era una modificación a lo establecido en el RMER, pero que no cumplen, como ya se ha mencionado, con lo establecido por la regulación regional para poder realizarlas; en todo caso, dada la importancia del tema, la CRIE ha realizado un análisis de los temas expuestos.

#### **4.1.1 Contratos No Firmes Físico Flexibles con Oferta de Pago Máximo por CVT y Oferta de Flexibilidad**

El estudio de este tema se origina de la preocupación expresada por el AMM en su nota Nota GG-352-2013, de fecha 21 de junio de 2013.

El AMM solicita se revise lo relacionado a los Contratos No Firmes Físico Flexibles con Oferta de Pago Máximo por CVT's, para que la modelación del mismo se apegue a lo establecido en el RMER y se corrija oportunamente con la finalidad de dar certeza a los Agentes Regionales en sus transacciones contractuales. Esto debido a que el mismo EOR ha manifestado que cuando las partes de un Contrato No Firme Físico Flexible efectúan ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional por cantidades de energía distintas de cero y se asocia una oferta de pago máximo por CVT, bajo ciertos escenarios el modelo de optimización regional despacha el Contrato aun cuando la diferencia de precios nodales supera la máxima disponibilidad a pagar por transmisión declarada por las partes.

La CRIE consulta al EOR para conocer su posición respecto al tema, quienes aclaran que para los casos donde existen CNFFF con pago máximo de transmisión y ofertas de flexibilidad distintas de

cero en el mercado de oportunidad regional, el modelo matemático del pre-despacho regional, realiza una priorización del despacho de las ofertas de oportunidad sobre la restricción del pago máximo de transmisión.

Sin embargo, esa manera de interpretar la operación del modelo de optimización no coincide con lo establecido en el RMER, la formulación matemática del anexo A3 del Libro II del RMER en el apartado A3.4.4.1 explicita las fórmulas que serán utilizadas en el caso que el contrato tenga asociado ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional y tenga ofertas de pago máximo por CVT, considerando las ofertas de flexibilidad como una restricción a la función objetivo del modelo que debe cumplirse pero no es una priorización del despacho de las ofertas de oportunidad sobre la restricción del pago máximo de transmisión.

La CRIE realiza el análisis respectivo en base a la regulación regional, específicamente el numeral 1.3.7.5 literal c) *“Los Contratos No Firmes Físico Flexibles con oferta de pago máximo por CVT serán reducidos parcial o totalmente hasta que el diferencial de precios entre los nodos de retiro e inyección del contrato satisfaga las condiciones de la oferta”*, lo anterior, claramente establece límites a la energía declarada del contrato para el predespacho, las ofertas de pago máximo por CVT representan la máxima disponibilidad a pagar por la diferencia de precios nodales, condición que no puede ser ignorada.

Además, el Anexo A3.4.5 del Libro II del RMER establece que para los Contratos No Firmes Físico Flexibles, podrán efectuarse simultáneamente ofertas de pago máximo por CVT y de flexibilidad en los nodos de inyección y retiro, y que se deben cumplir restricciones para las ofertas máximas de inyección o retiro, estas restricciones indican que la variable en MWh de la oferta debe ser menor o igual a la variable en MWh en que fue casada la oferta de servicios de transmisión asociada al CVT correspondiente.

Por lo anterior, el RMER establece el cumplimiento simultáneo de las ofertas contractuales de flexibilidad y de pago máximo por CVT, tanto en la parte normativa como en el modelo matemático.

Entonces, no se ha podido aplicar fielmente la normativa ni el modelo matemático del RMER referente a la operatividad de los Contratos No Firmes Físico Flexibles, por lo que, con el fin de cumplir con nuestra responsabilidad de velar por el buen funcionamiento del mercado, se le solicitó al EOR una explicación detallada de las razones por las cuales no se ha podido aplicar la normativa citada del RMER en cuanto al cumplimiento simultáneo de las ofertas contractuales de flexibilidad y de pago máximo por CVT en los Contratos No Firmes Físico Flexibles y se le sugirió suspender la aplicación si es que por motivos operativos no están preparados para aplicarla correctamente.

A la cual el EOR responde, que ha identificado la situación y que ha procedido a realizar las evaluaciones de factibilidad técnicas, y que además está en proceso la Consultoría con la Universidad Pontificia de Comillas de Madrid, la cual se espera finalice en marzo de 2014, con el fin de contar con un apoyo especializado para el desarrollo de los ajustes requeridos en la

interpretación y tratamientos de la CNFFF, y que en caso de ser necesario, presentarán a la CRIE , una modificación del RMER.

#### 4.1.2 El OS/OM único responsable de la constitución de garantías por desviaciones en tiempo real.

Como antecedente del presente tema, se expone que el 25 de julio del 2013 se recibió por parte del Ente Operador Regional – EOR - nota referencia EOR-DE-25-07-2013-574, en la cual solicita emisión de la disposición regulatoria para que el OS/OM sea el único responsable de la constitución de garantías por desviaciones en tiempo real, con respaldo en la garantía de sus agentes.

A esta nota, la CRIE el 31 de julio de 2013, contestó que lo solicitado por el EOR constituye una limitación a la disposición original del RMER, por lo que implica una modificación al texto original del reglamento y que en la nota de solicitud no se detalla la valoración del impacto de la propuesta en la operación técnica comercial, ni existe un análisis costo/beneficio de la propuesta, por lo que CRIE no puede manifestarse hasta tener toda la información que justifique debidamente la modificación del RMER que el EOR propone.

En respuesta se recibió por parte del EOR el 27 de agosto del 2013, nota referencia EOR-DE-27-08-2013-679, en la cual ratifican la solicitud de adicionar al PDC del RMER, el tema de que el OS/OM sea el único responsable de la constitución de garantías por desviaciones en tiempo real, bajo el concepto de garantía única establecido en el artículo 1.9.1.2 del Libro II del RMER.

El equipo técnico de la CRIE analizó formalmente el tema bajo las siguientes premisas:

El EOR plantea en sus argumentos que la Resolución CRIE-P-17-2012, sección segunda, artículo 7.2, establece que el EOR determinará y conciliará para cada período de mercado las desviaciones normales 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 a los OS/OM respectivos, el cual las internalizará según su regulación nacional.

El equipo técnico de CRIE considera que no se le puede pasar a los OS/OM la responsabilidad que tienen los agentes de constituir garantías. El numeral 3.3.2 del Libro I del RMER relativo a las Obligaciones de los Agentes, establece claramente dicha obligación individual:

#### 3.3.2 Un agente del mercado estará obligado a:

g) *Constituir y mantener los montos de garantías de pago que sean requeridas por el RMER e informar al EOR y al OS/OM los cambios a las condiciones de las garantías;*

Igualmente, en el numeral 3.4.1 del citado Libro I, se establece esta obligación individual entre los requisitos de los agentes para realizar transacciones en el MER

3.4.1 *Cualquier agente que desee realizar transacciones en el MCR y/o en el MOR deberá presentar al EOR, a través de su OS/OM, lo siguiente:*

d) *Garantía mínima de pago en el MER conforme a lo establecido en los numerales 1.9.1 y 1.9.2 del Libro II del RMER.*

Las consideraciones presentadas por el EOR en el sentido de que no puede dar seguimiento de la disponibilidad de la garantía individual por desviaciones de energía de cada agente del MER, debido a que no se cuenta con mediciones, no son justificadas pues al establecerse en el PDC los mecanismos para realizar las transacciones y para asignar las desviaciones sin medición, éstas son conocidas por los operadores nacionales. Además, de acuerdo a las normas arriba citadas, el agente presentará la garantía a través del OS/OM, por lo tanto, éste conocerá los cambios en las condiciones de dichas garantías, y en la coordinación de la operación el OS/OM debe informar al EOR todo lo referente al predespacho. Esto no le quita responsabilidad al EOR de que se cumpla con esta obligación comercial para que se realicen las transacciones en el MER, aún con las limitaciones físicas en cuanto a mediciones.

De igual forma el equipo técnico considera que no existe la debilidad regulatoria planteada por el EOR debido a que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-, en su Libro II: numeral 1.9 Garantías de Pago: 1.9.1.5 Constitución de Garantías, establece la posibilidad que los OS/OMs, podrán consolidar las garantías individuales de sus agentes, detallando el monto individual de cobertura de cada uno de los agentes.

El EOR señala en su nota que esta solicitud no corresponde a una reforma del RMER, sino que está orientada a que la disposición regulatoria se adicione al PDC del RMER, por considerar que esta disposición estará en vigencia durante el período de aplicación del PDC y el RMER. A la luz de la revisión de lo dispuesto en el reglamento, lo solicitado por el EOR constituye una modificación al RMER, pues se pretende convertir una alternativa que tienen los OS/OM tal como está establecida en el citado numeral 1.9.1.5 del Libro II, a una obligación de los OS/OM.

Del análisis de dicho numeral, se observa que se establece como alternativa al OS/OM la consolidación de las garantías y, de presentarlo de esta manera, su obligación, es detallar el monto individual de cobertura de cada uno de los agentes.

Otra disposición regulatoria relacionada que debe ser considerada para el análisis del presente caso, es lo dispuesto en la Resolución CRIE-P-17-2012, en el Resuelve II, literal b) se instruye al EOR a que a los seis meses de vigencia del PDC deberá realizar una evaluación del desempeño de la operación técnica y comercial del MER bajo el RMER y el PDC, que contenga la identificación de situaciones que requieran ajustes normativos que debería ser presentada a más tardar el 15 de agosto del 2013; aún cuando el período de transición fue modificado por medio de la Resolución CRIE-P-23-2012, se recomienda solicitar al EOR presentar a CRIE la evaluación del desempeño indicada, para prever cualquier otra situación como la presentada que pudiera traer problemas en la operación del MER.

Del análisis se determina preliminarmente que:

- a) Lo solicitado por el EOR de cambiar de alternativa a obligación la constitución de garantías por parte de los OS/OMs y que sea una garantía única de pago, representa una modificación al RMER, ya que en las disposiciones contenidas en la regulación regional vigente y aplicable, está contenido que los agentes tienen la obligación de establecer sus garantías y los OS/OM de cada país pueden consolidar las garantías de sus agentes en forma opcional, lo cual puede implementarse en cualquier momento.
- b) No puede aceptarse la solicitud del EOR de pasar a los OS/OM la responsabilidad que tienen los agentes de constituir garantías. Esta es una responsabilidad individual de cada agente, establecida en el RMER entre sus derechos y obligaciones y es un requisito del agente para realizar transacciones en el MER.
- c) Con la entrada en vigencia y aplicación del PDC y RMER, el EOR debió preparar el informe de evaluación de desempeño de la operación técnica y comercial del MER bajo el RMER y el PDC que contenga las disposiciones regulatorias que necesitarían modificación, siendo éstas debidamente fundamentadas para el mejor desempeño del MER. Cabe mencionar que aún no se ha recibido en esta Comisión el Informe de Regulación del MER por parte del EOR, en los términos que establece el RMER, y dentro del cual se deben presentar dichas observaciones, propuestas y solicitudes de modificación al mencionado Reglamento RMER.

#### 4.1.3 Ampliación de los plazos establecidos en el artículo 2.5.3 inc. d) del Libro II RMER.

El EOR, mediante la nota EOR-DE-14-10-2013-828, con fecha 14 de Octubre de 2013, presenta para consideración de la CRIE las siguientes solicitudes.

**Solicitud 1.** Ampliación del plazo establecido en el artículo 2.5.3 inc. d) del Libro II RMER, respecto a la publicación de las conciliaciones definitivas.

El EOR expone que está limitado a cumplir con el plazo establecido en el numeral 2.5.3 inciso d) para resolver e informar las conciliaciones definitivas cuando los OS/OM han presentado solicitudes de revisión para las conciliaciones diarias, lo que podría afectar a uno o varios agentes de diferentes países que realizan transacciones en el MER.

De acuerdo a la información brindada por el EOR, durante la operación comercial de junio a septiembre del 2013, se han presentado sesenta y nueve (69) solicitudes de revisión, de las cuales veinte (20) han sido procesadas a tiempo, las restantes cuarenta y nueve (49) se procesaron con retraso, el detalle del total de solicitudes por mes se presenta en la tabla No.1.

**Tabla 1.** Solicitudes de Revisión por mes (Junio a Septiembre 2013)

Solicitudes de Revisión resueltas por el EOR	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
A tiempo	11	2	7	0
Con atraso	22	14	6	7
TOTAL	33	16	13	7

Además, del total de solicitudes de revisión, catorce (14) debieron ser resueltas durante fin de semana, implicando asignación de personal durante los fines de semana para su solución y publicación.

La regulación requiere que se ejecuten varias actividades al mismo tiempo además del procesamiento de las solicitudes de revisión, entre ellas:

- Elaboración del DTER (primeros 7 días del mes)
- Ejecución diaria de los procesos de las Conciliaciones (Programación, Posdespacho, y Desviaciones)

En el período de junio a septiembre de 2013 se presentaron treinta y cinco (35) solicitudes que se tuvieron que resolver mientras se estaban trabajando en la elaboración del DTER.

Si la solicitud de revisión fuese presentada por el OS/OM el último día establecido en el numeral 2.8.1.1 del Libro II del RMER, el EOR tiene diez (10) horas laborales aproximadamente para realizar las siguientes actividades:

- a) Análisis técnico y regulatorio.
- b) Consultar al OS/OM respectivo para ampliar respecto a lo solicitado.
- c) Informar que procede el petitorio de la solicitud de revisión.
- d) Realizar los cambios pertinentes en los procesos comerciales.
- e) Realizar las adecuaciones correspondientes en los reportes de las Conciliaciones diarias a ser publicadas según las fechas establecidas en la regulación regional de los países de la región.

**Solicitud 2.** Ampliación de plazo para la verificación de fondos y liquidación de las transacciones comerciales y cargos regionales del MER

**Tabla 2.** Actividades que se realizan durante el proceso de verificación de fondos y liquidación de las transacciones del MER

Actividad de verificación de Fondos y Liquidación del MER	Tiempo de ejecución
1- Verificación de fondos en la cuenta liquidadora del MER vs Documentos de cobro y pago emitidos en base al DTER e informados por el OS/OM.	Realizadas el último día de vencimiento de los documentos de pago, señalado en el numeral 2.7.12 del Libro II del RMER, después de las 6 pm
2- Registro del pago de los deudores: OS/OM y agentes en el sistema de cuentas por cobrar del EOR.	
3- Determinación de fondos a liquidar a los acreedores con base en los pagos realizados por los deudores.	
4- Elaboración de reportes que respaldan la liquidación de las transacciones.	
5- Determinación de ejecución de garantías para cumplir con las obligaciones de pago en el MER.	
6- Revisión de los procesos anteriores.	
7- Elaboración de transferencias bancarias: para realizar pagos a OS/OM, agentes y organismos regionales del MER.	
8- Trámite de firmas de transferencias bancarias.	Realizadas en el día que corresponde pagar a los acreedores, señalado en el numeral 2.9.3.6, del Libro II del RMER.
9- Trámite bancarios de pago a OS/OM, agentes y organismos regionales.	
10-Remisión de comprobantes de pago y reporte de liquidación a OS/OM, agentes y organismos regionales.	

Debido a que en el RMER no se establece el periodo de verificación de fondos, según el EOR, se exponen a un tiempo limitado para realizar la liquidación de las transacciones del MER, implicando algunos riesgos, que se exponen a continuación:

- a) No cumplir con la fecha de liquidación del MER.
- b) Si un OS/OM realiza el depósito de pago, posterior a las 6 pm, hay un riesgo de no incluirlo en la liquidación del MER, teniendo como consecuencia un incumplimiento a la regulación regional.

- c) No poder solventar dudas, con respecto a los pagos realizados por los OS/OM o agentes, al realizar la actividad en horas nocturnas y el riesgo de realizar o no los pagos a los agentes.
- d) Errores involuntarios debido a tiempos cortos en el proceso de liquidación, teniendo consecuencias económicas para los agentes, OS/OM y entidades regionales.
- e) Riesgos de seguridad para el personal del EOR, al extender el tiempo de trabajo más allá de las 9 pm por realizar las actividades de liquidación y lograr cumplir con la fecha de pago a los acreedores del MER, establecida en el numeral 2.9.3.6 del Libro II del RMER.

La CRIE realiza el análisis respectivo según lo establecido en la reglamentación regional. El RMER, en el Libro I, establece en su sección 1.8.4, el procedimiento para efectuar reformas a su texto, estableciendo en su numeral 1.8.4.1, que: *“Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral...”*, desarrollando a continuación los mecanismos y los efectos de dichas reformas. En el caso del EOR, el numeral 1.8.4.2, literal g) establece que: *“...El EOR incluirá también en el Informe de Regulación sus recomendaciones para realizar ajustes y modificaciones al RMER que considere convenientes para la operación eficiente del Mercado y del SER.”* Es decir, que el EOR tiene facultad de proponer reformas al RMER, siempre que las mismas se realicen dentro del Informe de Regulación a que lo obliga el numeral 2.3.1.1 del citado Libro I: *“El EOR deberá elaborar periódicamente un Informe de Regulación en donde identifique los problemas detectados durante la administración y operación del MER y proponga soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al RMER. Este Informe deberá ser sometido a consideración de la CRIE y publicado por el EOR de manera semestral, o en cualquier momento de manera extraordinaria cuando se presenten cambios o situaciones imprevistas que requieran un análisis inmediato por parte de la CRIE...”* Estas previsiones de la norma, tienen por objeto investir al RMER de estabilidad en su texto, obligando a que cualquier propuesta de reforma cuente con el respaldo técnico que la justifique, de forma que no se vulnere la estabilidad jurídica del instrumento con cambios innecesarios o de tipo cosmético.

De esta forma, la propuesta de modificación presentada por el EOR, contenida en su nota identificada como EOR-DE-14-10-2013-828, de fecha 14 de octubre del año 2013, constituye una forma de adelantar la iniciativa y la pertinencia de la propuesta presentada, pero en ningún caso como el inicio del procedimiento de reforma al RMER, ya que como quedó indicado en el párrafo anterior, existe un procedimiento sin el cual, éste no puede reformarse. En este sentido, deberá indicarse al EOR que la remisión de la referida nota no excluye la responsabilidad de presentar el Informe de Regulación en que se proponga formalmente los cambios, con su debido sustento técnico, tal y como lo señala el propio EOR al final de su nota.

Una vez el EOR presente el Informe de Regulación, cumpliendo con los requisitos que exige la regulación regional vigente, la CRIE puede disponer, siempre que lo considere necesario, del mecanismo de reforma transitoria sancionado en el numeral 1.8.4.4 del Libro I del RMER, el que en su literal f) dispone: *“Cuando la CRIE considere que la urgencia de una modificación al RMER impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al RMER que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a*

*cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia.”* Es necesario hacer notar que el procedimiento que permite excluir el citado artículo, es el de discusión de las modificaciones propuestas por quienes tienen esta capacidad, pero no condona la forma en que las propuestas de cambio deben presentarse, es decir, excluyen temporalmente el procedimiento creado en el numeral 1.8.4.4, pero en ningún caso el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el 1.8.4.2, del mismo Libro del RMER.

Actualmente se está en espera de que el EOR complete la información necesaria, según lo establecido en el RMER, y lo incluya en el Informe de Regulación que debe presentar nuevamente a la CRIE.

## **4.2 Análisis propios de la CRIE**

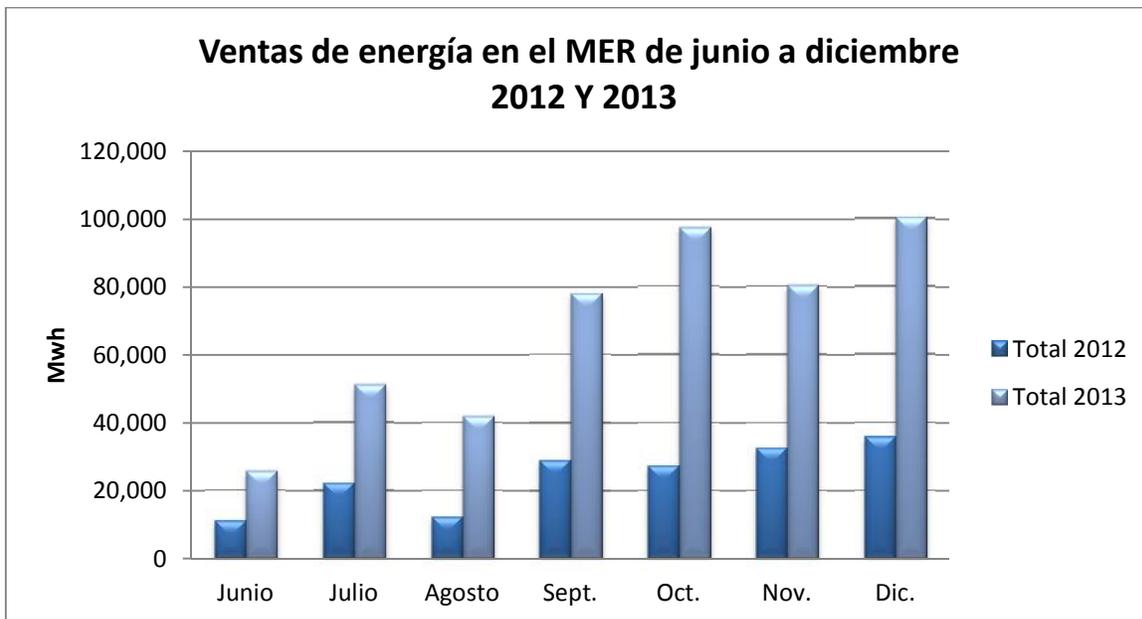
En la presente sección se enlistan los análisis que ha realizado la CRIE en su función como ente regulador del MER y además se pretende dar una visión general de lo que ha significado desde el punto de vista comercial y operativo la implementación del RMER más el PDC, así mismo se recopilan los principales avances que se han realizado con el fin de impulsar el desarrollo del MER y su consolidación.

### **4.2.1 Aspectos de la Operación Comercial del MER**

#### **4.2.1.1 Transacciones en el MER segundo semestre años 2012 y 2013.**

De junio a diciembre de 2013 las ventas en el MER fueron de 474,345.6 MWh, lo que representa un incremento del 178% con respecto al mismo período de 2012 cuando se dieron ventas de 170,764.1 MWh. En el siguiente gráfico se observa la evolución, mes a mes, de las ventas en el MER en el 2013 y su comparación con el 2012.

**Gráfico 1. Venta de Energía en el MER de junio a diciembre 2013 vs 2012**



Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

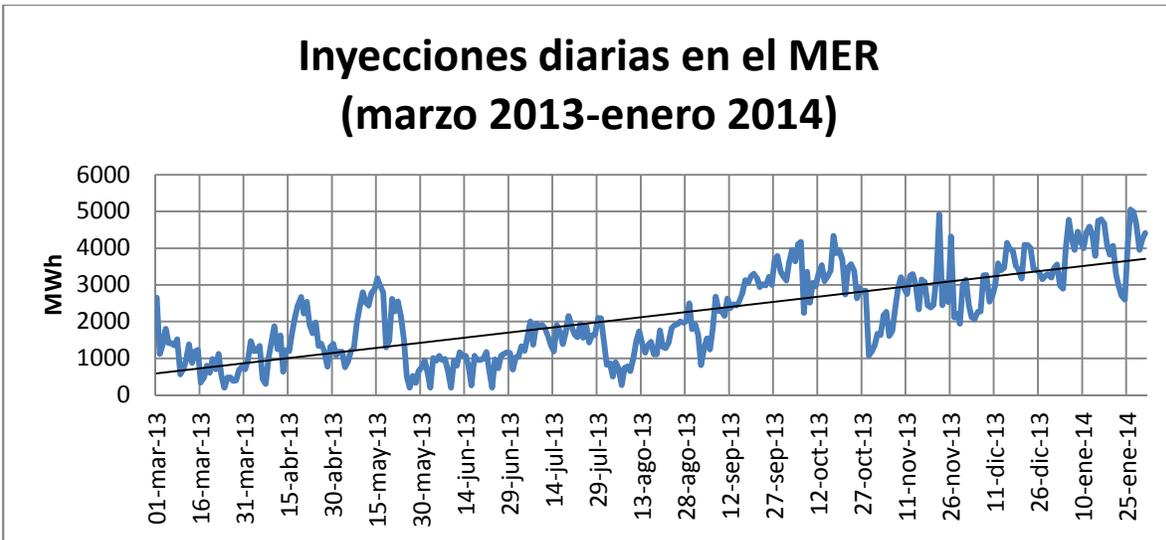
**Análisis Trimestral de Marzo de 2013 a Enero 2014:**

En el gráfico No. 2 se muestra el comportamiento de las inyecciones diarias en el MER del 1 de marzo de 2013 al 31 de enero de 2014. En un análisis por trimestre de 2013, tomando como base el último trimestre del MER bajo el RTMER, del 1 de marzo al 31 de mayo de 2013, las inyecciones en el MER fueron de 29,193.77 MWh, manteniéndose al nivel promedio de inyecciones del año 2012; el incremento que se dio en abril y mayo, con ventas 43,870.26 MWh y de 52,057.62 MWh, se debió a retiros importantes de Honduras y Costa Rica y a compras de Panamá por los problemas de generación que tuvo ese país.

Durante el primer trimestre de la vigencia del RMER, de junio a agosto de 2013, el volumen de inyecciones se mantuvo, pero a partir de septiembre empezó a incrementarse. De septiembre 2013 a enero 2014 se observa una tendencia creciente en las inyecciones, con promedio mensual de 92,600 MWh. El máximo histórico de ventas en el MER se dio en enero de 2014 con una inyección de 125,417.38 MWh.

Todo esto demuestra un incremento en la confianza en el mercado por parte de los agentes, la cual se confirma con los nuevos proyectos de generación en algunos países de América Central, incorporándose al SER nuevas tecnologías y en el aumento de las solicitudes de conexión a la RTR en los últimos años.

**Gráfico 2. Inyecciones diarias en el MER (marzo 2013-enero 2014)**



Fuente: EOR

Por otra parte, los aumentos de las capacidades de transmisión de Guatemala a El Salvador y de Costa Rica a Panamá, explican el incremento en las transacciones entre estos países.

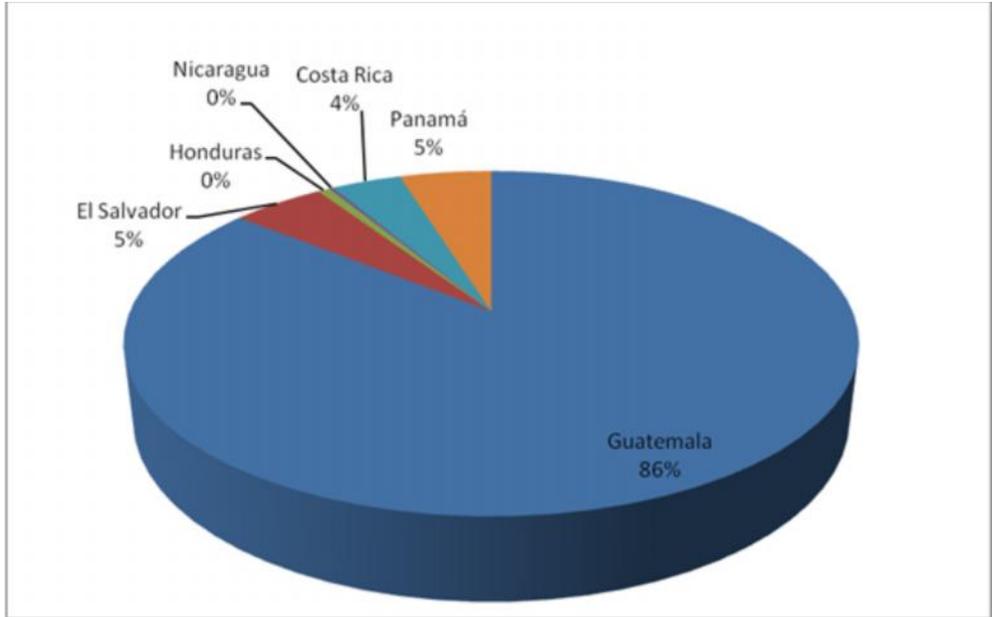
**Transacciones en el MER en el Año 2013:**

Este incremento de ventas de energía tuvo su efecto en las ventas totales del año 2013, año en que se registró un total de 690,390.4 MWh, lo que representa un 120% más que en 2012, que reflejó 313,924.3 MWh.

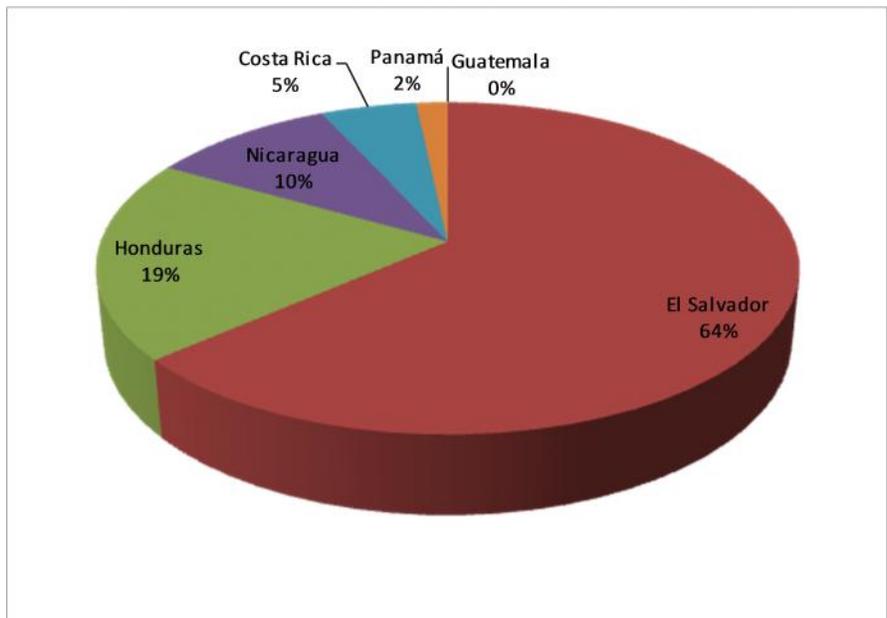
Durante el año 2013 Guatemala fue el país con mayores inyecciones al MER con aproximadamente el 70% de las ventas; El Salvador con 14% y Panamá con 10%. Mientras que el país con mayor retiro es El Salvador, con el 56% de las compras.

En los gráficos No. 3 y No. 4 se muestra la distribución porcentual de inyecciones y retiros al MER para el período de junio a diciembre, respectivamente.

**Gráfico 3. Distribución porcentual de Inyecciones al MER Junio-Dic. 2013 (474,345.6 MWh)**



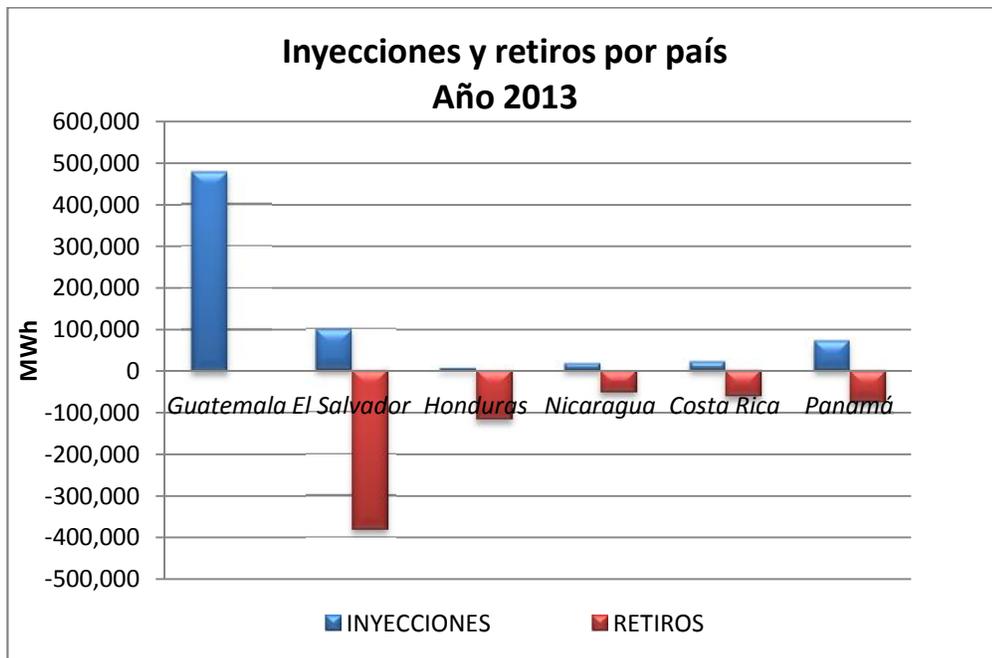
**Gráfico 4. Retiros de energía en el MER Junio-Dic. 2013 (471,641.2 MWh)**



Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

El comportamiento de inyecciones y retiros por país demuestra que la dinámica de las transacciones en el MER se dio principalmente entre Guatemala y El Salvador, con poca participación del resto de los países, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

**Gráfico 5. Inyecciones y retiros en el MER por país (Año 2013)**



Fuente: Elaborado en base a cifras del EOR.

#### 4.2.1.2 Incumplimientos de pago y Garantías de pago en el MER

Por medio de las notas No. EOR-DE-28-02-2014-186 y No. EOR-DE-28-02-2014-187 del 28 de febrero de 2014, el EOR presentó un informe sobre la ejecución de garantías de los agentes de Nicaragua y El Salvador, respectivamente; y mediante la nota No. EOR-DE-28-02-2014-190 el EOR presentó ante la CRIE el detalle de cuentas por cobrar de los cargos regionales del MER con información de cuenta por cobrar de diciembre de 2013 y de enero de 2014.

**Tabla 3. Agentes de El Salvador y Nicaragua con incumplimientos de pagos al 31 de noviembre de 2013 (En USD)**

EL SALVADOR: CC-CRIE-EOR	FECHA	CXC	CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS	SALDO
ADMINISTRADOR NACIONAL DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS	Ene.-Nov. 2013	407,525.68	N/C	407,525.68
EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA (COMERCIALIZADOR)	Nov.2013	517.87	Ejecutada	0
EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA	Nov.2013	5,944.82	Ejecutada	0
<b>SALDO</b>		<b>413,988.37</b>		<b>407,525.68</b>
<b>NICARAGUA: CARGO COMPLEMENTARIO</b>				
PLÁSTICOS DE NICARAGUA	Jul.-Ago. 2011	908.43	N/C	908.43
ENEL BLUEFIELDS	Nov.2013	128.45	20,434.52	0
ENEL MULUKUKU	Nov.2013	34.91	4,589.18	0
ENEL SIUNA	Nov.2013	102.51	4,564.46	0
COMPAÑÍA HOTELERA DE NICARAGUA, S.A.	Nov.2013	469.71	N/C	469.71
EMPRESA NICARAGUENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS	Nov.2013	1,994.62	N/C	1,994.62
<b>SALDO</b>		<b>3,638.63</b>		<b>3,372.76</b>

N/C: No constituida

Al 31 de diciembre de 2013 las deudas de los agentes de El Salvador y Nicaragua es la siguiente:

**Tabla 4. Agentes de El Salvador y Nicaragua con incumplimientos de pagos al 31 de diciembre de 2013 (En USD)**

EL SALVADOR: CC-CRIE-EOR	FECHA	CXC	CONSTITUCIÓN DE GARANTÍAS	SALDO PENDIENTE
ADMINISTRADOR NACIONAL DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS	Ene.-Dic. 2013	478,011.08	N/C	478,011.08
EMPRESA DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA SALVADOREÑA (DISTRIBUIDOR)	Dic.2013	12,055.35	Ejecutada	0
SERVICIOS TÉCNICOS DE CAPITAL VARIABLE	Dic.2013	2,387.06	Ejecutada	0
INGENIO EL ÁNGEL	Dic.2013	262.57	Ejecutada	0
<b>SALDO</b>		<b>492,716.06</b>		<b>478,011.08</b>
<b>NICARAGUA: CARGO COMPLEMENTARIO</b>				
PLÁSTICOS DE NICARAGUA	Jul.-Ago. 2011	908.43	N/C	908.43
ENEL BLUEFIELDS	Dic.2013	20.82	Ejecutada	0
ENEL MULUKUKU	Dic.2013	4.87	Ejecutada	0
ENEL SIUNA	Dic.2013	12.93	Ejecutada	0
COMPAÑÍA HOTELERA DE NICARAGUA, S.A.	Dic.2013	672.04	Ejecutada	0
EMPRESA NICARAGUENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS	Dic.2013	5,452.87	N/C	5,452.87
EMPRESA NICARAGUENSE DE ELECTRICIDAD	Dic.2013	185.38	Ejecutada	0
EOLO DE NICARAGUA	Dic.2013	7.96	Ejecutada	0
GENERADORA SAN RAFAEL	Dic.2013	8.71	Ejecutada	0
COMPAÑÍA CERVECERA DE NICARAGUA	Dic.2013	1,371.47	Ejecutada	0
COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DE AEROPUERTOS	Dic.2013	684.58	Ejecutada	0
EMBOTELLADORA NACIONAL	Dic.2013	634.43	Ejecutada	0
INDEX DE NICARAGUA	Dic.2013	351.21	Ejecutada	-
<b>SALDO</b>		<b>10,315.70</b>		<b>6,361.30</b>

**Tabla 5. Agentes de El Salvador y Nicaragua con incumplimientos de pagos al 31 de enero de 2014 (En USD)**

PAIS	FECHA	CXC ANTES DE EJECUTAR GARANTÍAS	GARANTÍA CONSTITUIDA	SALDO PENDIENTE
<b>EL SALVADOR: CC- CRIE-EOR</b>				
ANDA (Cargos EOR-CRIE-CC)	Ene.13-Ene.14	482,759.95	N/C	482,759.95
EDESAL (DISTRIBUIDOR)	Ene.2014	11,138.56	10,393.23	745.33
<b>SALDO</b>		<b>493,898.51</b>		<b>483,505.28</b>
<b>NICARAGUA: CC</b>				
PLÁSTICOS DE NICARAGUA	Jul.-Ago. 11	984.62	N/C	984.62
EMPRESA NICARAGUENSE DE ACUEDUCTOS Y ALCANTARILLADOS	Ene.2014	7,418.85	N/C	7,418.85
POLARIS ENERGY NICARAGUA	Ene.2014	13.97	7,411.30	0
CEMEX NICARAGUA (Garantía en Stand By - no efectivo)	Ene.2014	2,904.37	3,242.36	-
	Ene.2014	2,902.36	-	2,902.36
EMBOTELLADORA NACIONAL	Ene.2014	593.11	N/C	593.11
EMPRESA ADMINISTRADORA DE AEROPUERTOS	Ene.2014	662.65	980.87	0
HIDROPANTASMA	Ene.2014	0.03	1,038.41	0
<b>SALDO</b>		<b>15,479.96</b>	<b>12,672.94</b>	<b>11,898.94</b>

La característica de la deuda de los agentes del MER es la siguiente:

- Saldos sin pagar y no constitución de garantías.
- Saldos sin pagar después de ejecutar la garantía (montos insuficientes).
- Atrasos en los pagos que se cubren mensualmente con montos de garantías.

Las conductas de atraso en los pagos y no constituir garantías corresponden a incumplimientos a los numerales 3.3.2 del Libro I del RMER, 1.9.1 y 1.9.2 del Libro II del RMER, tipificadas como incumplimientos graves en el Artículo 31 del Segundo Protocolo.

Por lo tanto, la CRIE va a seguir una investigación a los siguientes agentes:

- Administrador Nacional de Acueductos y Alcantarillados –ANDA- El Salvador
- Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña (Distribuidor) EDESAL-El Salvador
- Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillado- Nicaragua
- Embotelladora Nacional de Nicaragua
- CEMEX de Nicaragua

#### 4.2.1.3 Análisis de los montos de garantías solicitados y los montos constituidos

Por medio de la nota No. CRIE-196-01-08-2013 la CRIE solicitó al EOR el estado de las garantías mínimas de pago de cargos regionales por parte de los agentes del MER, basándose en lo que establece el numeral 1.9.3.1 del Libro II del RMER. Por medio de la nota SE-196-01-08-2013, el EOR remitió a CRIE el estado de las garantías por país y por agente, al 31 de julio de 2013.

Para el año 2013, el EOR solicitó un monto total de USD 5, 537,300.51 en concepto de garantías mínimas por Cargos Regionales y los agentes han constituido la suma de USD 4, 684,475.26.

Existe una diferencia por constituir de USD 852,825.25 que representa un 15% del total solicitado, según se muestra en el siguiente reporte consolidado presentado por el EOR:

**Tabla 6. Comparación de Garantías (Solicitada vs. Constituida)**

Comparación de Garantía: solicitada vs. constituida				
PAÍS	NOMBRE OS_OM	MONTO GARANTÍA MÍNIMA SOLICITADA US(\$)	MONTO DE GARANTÍA MÍNIMA CONSTITUIDA US(\$)	DIFERENCIA US(\$)
Guatemala	ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA	1,118,699.87	1,045,705.77	72,994.10
El Salvador	UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A.	1,090,467.14	1,027,712.28	62,754.86
Honduras	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA	707,259.62	97,636.21	609,623.41
Nicaragua	EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	406,175.03	298,722.14	107,452.89
Costa Rica	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	1,682,993.18	1,682,993.18	-
Panamá	EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA	531,705.68	531,705.68	-
<b>TOTAL</b>		<b>5,537,300.51</b>	<b>4,684,475.26</b>	<b>852,825.25</b>

El personal de la Gerencia de Mercado procedió a verificar que el monto de las garantías estuviese estimado según lo establecido en el numeral 1.9.1.3 del citado Libro II. La CRIE hizo un análisis de estos montos con respecto a los montos establecidos por el EOR, encontrando diferencias en las estimaciones de garantías del Cargo Complementario:

**Tabla 7. Garantías- Cargos Regionales**

GARANTÍAS - CARGOS REGIONALES (US\$)						
PAIS	CARGO COMPLEMENTARIO		CARGO CRIE		CARGO EOR	
	ESTIMADO	SOLICITADO	ESTIMADO	SOLICITADO	ESTIMADO	SOLICITADO
Guatemala	894,612.44	1,005,289.53	42,903.14	44,408.69	66,662.36	69,001.64
El Salvador	937,690.31	1,011,307.96	30,400.46	30,996.79	47,235.78	48,162.39
Honduras	874,568.93	609,623.41	38,732.03	38,231.93	60,181.26	59,404.28
Nicaragua	318,160.74	358,464.27	18,831.09	18,682.34	29,259.50	29,028.42
Costa Rica	1,473,667.63	1,568,104.86	45,672.85	44,987.43	70,965.80	69,900.89
Panamá	441,740.04	425,429.44	42,382.91	41,615.16	65,854.00	64,661.08
<b>TOTAL</b>	<b>4,940,440.09</b>	<b>4,978,219.47</b>	<b>218,922.48</b>	<b>218,922.34</b>	<b>340,158.70</b>	<b>340,158.70</b>

Estimado: por CRIE

Solicitado: por EOR

Esto significa que el EOR solicitó un valor mayor en las garantías por el CC por un monto de USD 37,779.38, y además con una distribución diferente de los montos de garantías por país y por

agentes. Esto se presenta en la tabla 8 expresados en números negativos. Las diferencias estimadas son las siguientes:

**Tabla 8. Diferencias en Garantías-Cargos Regionales (USD)**

<b>DIFERENCIAS EN GARANTÍAS - CARGOS REGIONALES (US\$)</b>				
	<b>CC</b>	<b>CARGO CRIE</b>	<b>CARGO EOR</b>	<b>TOTAL</b>
Guatemala	(110,677.09)	(1,505.55)	(2,339.28)	(114,521.93)
El Salvador	(73,617.65)	(596.33)	(926.61)	(75,140.59)
Honduras	264,945.52	500.09	776.98	266,222.59
Nicaragua	(40,303.53)	148.75	231.08	(39,923.70)
Costa Rica	(94,437.23)	685.41	1,064.91	(92,686.91)
Panamá	16,310.60	767.75	1,192.92	18,271.27
<b>TOTAL</b>	<b>(37,779.38)</b>	<b>0.12</b>	<b>0.00</b>	<b>(37,779.26)</b>

Se solicitó al EOR realizar el cálculo de las estimaciones de los montos de garantías de los Cargos Regionales, las cuales debe estar basado en lo que establece el numeral 1.9.3.1 del Libro II del RMER, que le permita establecer los montos correctos por cada agente del MER, y en base a los resultados se debe requerir a los agentes la nueva constitución de garantías, cuyo monto deberá ser suficiente para respaldar el pago de las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional, las transacciones de oportunidad derivadas del Mercado de Contratos Regional, los cargos por el Servicio de Transmisión Regional, el Cargo por Servicio de Operación del Sistema y el Cargo por Servicio de Regulación del MER.

#### 4.2.1.4 *Predespacho Regional: Ausencia de ofertas de oportunidad de retiro*

El análisis de esta situación surge de la presentación de la nota EOR-DE-03-09-2013-697 en la que se refiere a lo sucedido en el predespacho regional el 02 de septiembre de 2013, día en el cual hubo, a su juicio, ausencia de ofertas de oportunidad de retiro.

Específicamente, el domingo 01 cuando se estaba realizando el predespacho del 02 de septiembre, para ciertos períodos de mercado correspondientes a las horas 1,2,3 y 4, no se programaron transacciones en el MER, debido a que el EOR no recibió ninguna oferta de retiro para el Mercado de Oportunidad Regional.

El EOR expone que el modelo matemático del predespacho del RMER funciona con base a que existe un cumplimiento estricto de presentación de ofertas en el MER por parte de los agentes autorizados, a través de sus OS/OM.

De acuerdo a lo establecido en el numeral 5.2.2 del Libro II del RMER, los agentes están obligados a presentar ofertas de oportunidad en el MER: *“Todos los agentes autorizados a realizar transacciones en el MER estarán obligados a presentar ofertas de oportunidad al MER. Cada*

*OS/OM deberá poner todos los días a consideración del EOR las ofertas de inyección y retiro en cada nodo de la RTR correspondiente”.*

Sin embargo, la CRIE solicitó aclaraciones de las razones por las cuales el EOR no cumplió con su responsabilidad de asegurar la entrega de información con el fin de que se llevara a cabo la operación y la gestión comercial en el MER, según se establece entre sus funciones en el Tratado Marco en su artículo 28, específicamente los literales b) y c).

*“b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.  
c) Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado.”*

Por otra parte, para efectos de crear un expediente del tema, evaluar la situación en toda su dimensión y poder establecer si hubo incumplimientos a las reglamentaciones, se requirió al EOR mediante nota CRIE-SE-18-25-02-2014 la remisión de:

- Los agentes autorizados que no presentaron ofertas de retiro en las horas señaladas.
- Los OS/OMS que no informaron al EOR las ofertas de oportunidad de sus agentes.
- La explicación que dieron los OS/OM sobre el incumplimiento a esta obligación.

Actualmente se está en espera de la respuesta.

#### *4.2.1.5 Ajustes regulatorios necesarios al PDC, para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho”.*

El Ente Operador Regional –EOR- envía a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- nota referencia EOR-PJD-16-12-2013-067, del 16 de diciembre de 2013, en la cual solicita a la CRIE lo siguiente: a) Establecer los ajustes regulatorios necesarios al Procedimiento de Detalle Complementario –PDC, sobre la base de la Propuesta técnica “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho” y b) Dada la importancia del cálculo del precio ex post y su impacto en la valoración de las desviaciones normales en tiempo real, se solicita la aprobación de manera prioritaria y en el menor tiempo posible, de los ajustes regulatorios propuestos, para que puedan ser aplicados a partir del 01 de enero de 2014.

La CRIE solicita información adicional respecto a la normativa propuesta, y le solicita el Acuerdo de la Junta Directiva mediante el cual se dio la instrucción de someter a la CRIE la aprobación de la normativa, los resultados de la pruebas realizadas del 01 al 15 de noviembre de 2013 mediante las cuales el EOR afirma que la propuesta en mención corrige el problema planteado en el proceso del cálculo del precio ex post, los comentarios enviados al EOR por parte de los OS/OM referentes a dicha propuesta, la presentación vista en la reunión virtual entre EOR y CRIE el 16 de diciembre de 2013, donde mostraron parte de los resultados de la propuesta en análisis, y un informe de avance del inventario de equipos de medición de la RTR.

El EOR remite la información solicitada, excepto el Informe de avance del inventario de los equipos de medición de la RTR, que se espera entreguen posteriormente.

El equipo técnico de la CRIE analizó toda la información enviada por el EOR, y concluye que para los días en que realizaron el análisis, los precios ex post calculados con la metodología propuesta se acercan más a los precios ex ante, que los ex post calculados con la metodología actual cuyos valores son más elevados.

Sin embargo, el problema presentado por el EOR se había previsto desde el análisis realizado con el PDC, pues al no contar con el equipo de medición en los nodos de inyección y retiro de la RTR iban a existir desviaciones considerables.

Específicamente, el EOR plantea en la “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho” las siguientes modificaciones:

- a) Modificación del numeral 5.6 de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR, de la resolución No. CRIE-P-17-2012- Procedimiento de Detalle Complementario: 1) Eliminar la palabra “únicamente”, del primer párrafo del numeral 5.6. de la Sección Segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR del PDC. 2) Después de la definición del concepto y formulación matemática de “Retiro Neto” especificado en el numeral 5.6, de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR del PDC, adicionar a continuación los conceptos y formulaciones matemáticas de “Inyección Neta Real” e “Inyección Neta Programada”.
- b) Modificación del numeral 5.7 de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR, de la resolución No. CRIE-P-17-2012, Procedimiento de Detalle Complementario: 1) Después de la formulación matemática de la distribución por área de control del “Retiro Neto” a fijar en el proceso de Pos despacho, especificada en el numeral 5.7 de la Sección segunda, Procesos Comerciales del RMER en la fase I SIMECR del PDC, adicionar a continuación la formulación matemática de la inyección del CNFFF a fijar en el proceso de Posdespacho.

El EOR presentó los resultados indicativos de prueba de la metodología propuesta para considerar las inyecciones programadas de los CNFFF en el cálculo de los precios ex-post (1 al 15 noviembre 2013), y demuestra que se logra disminuir considerablemente los precios de posdespacho.

Por el análisis de la propuesta y las observaciones de los operadores, se considera que la solución al problema propuesto por el EOR no es del todo completa, tal como fue formulado en la Resolución CRIE-P-17-2012, literal c).

Como resultado del análisis, se presentó la contrapropuesta de modificación al PDC:

- a) Incluir en el numeral 5.6 del PDC los conceptos de Inyección Neta Real y la Inyección Neta Programada que deben ser determinadas para cada área de control, adicionalmente al concepto de Retiro Neto.
- b) Considerar una doble sumatoria para el cálculo de la Inyección Neta Programada, con el objetivo de considerar la posibilidad de dos o más enlaces en un mismo nodo de interconexión.
- c) Sustituir el término de Pérdidas<sub>ie</sub> dividido por 2, por el término de Pérdidas Propias<sub>ie</sub>, que serán las pérdidas que corresponden al enlace que pertenece al área de control y que son proporcionales al tramo de longitud de la línea que pertenece al área de control.

El EOR en su respuesta considera que no tiene inconveniente en incluir en el primer párrafo del numeral 5.6 los conceptos de Inyección Neta real e Inyección Neta Programada.

Respecto al literal b) el EOR considera que no es necesario incluir la doble sumatoria propuesta por el equipo técnico de CRIE, ya que no implicaría ningún efecto diferente al de la formulación inicial, siempre y cuando se tome en cuenta la existencia de los nodos frontera entre los nodos de enlace de las áreas de control adyacentes modelados en la base de datos de la RTR instalada en el SIIM. Explica además que las pérdidas ya se encuentran incluidas en la formulación propuesta.

Y están de acuerdo con el cambio sugerido en el literal c) pero cambiando la frase “diferente de la Inyección Neta Programada”, por “mayor que cero”.

El EOR, sin embargo, no envía la Normativa con la incorporación de los cambios respectivos, por lo que la CRIE se lo solicita mediante la nota CRIE-SE-17-27-02-2014.

El EOR atendiendo a la solicitud, envía a la CRIE la nota EOR-PJD-10-03-2014-015, a la que anexa la versión final de la “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho”, versión que cumple con los requerimientos de la CRIE.

Por lo tanto, se recomienda aprobar la propuesta del EOR, “Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso de Pos-despacho”, dado que con el ajuste regulatorio recomendado se logra estabilizar los precios de pos despacho y disminuir dichos precios a valores más cercanos a los del predespacho. A la vez, que se le instruya al EOR para que presente el plan de trabajo que en definitiva solucionaría el problema de no contar con el equipo de medición en los nodos de inyección y de retiro en la RTR.

#### *4.2.1.6 Cuestionamientos sobre los márgenes de reservas operativas en el MER*

La CNEE se manifiesta en cuanto a los márgenes de reservas operativas en el MER, mediante la nota CNEE-28201-2013 con fecha del 04 de julio de 2013, en la cual solicita que se estudie la

posibilidad de reducir los valores de reserva establecidos en la regulación regional a valores que se adecuen de mejor forma a la realidad de las áreas de control ya interconectadas.

La CRIE concluye que la consulta debe ser trasladada al Ente Operador Regional, el cual informó lo siguiente:

El EOR, con base a las evaluaciones técnicas de la operación interconectada del SER con el Sistema Eléctrico de México, ha observado que las desviaciones de frecuencia disminuyen ante desbalances carga-generación en el SER y, por lo tanto, considera que los requerimientos de reserva rodante para el control de frecuencia se pudieran reducir en vez de aumentar.

El EOR, en coordinación con la Unidad Ejecutora del SIEPAC, ha iniciado el proceso de licitación para contratar la consultoría denominada *“Estudio técnico económico sobre la Reserva de Regulación Primaria de la Frecuencia, la Reserva de Regulación Secundaria, el Esquema de Desconexión de Carga de Baja Frecuencia y el Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje del Sistema Eléctrico Regional de América Central”*

Dentro de los objetivos de dicha consultoría, efectivamente, se encuentra hacer una revisión y obtener recomendaciones del porcentaje de reserva de regulación con los cuales se garantice el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), considerando la operación del SER interconectado con el sistema eléctrico de México, es decir, uno de los productos de la consultoría será recomendar los requerimientos técnicos mínimos que debe cumplir cada área de control con el fin de mantener los requerimientos de la reserva de regulación de manera económicamente eficiente. Este trabajo también servirá de base para ajustar los valores de regulación primaria y secundaria, así como los esquemas de control de desconexión de carga por bajo voltaje y baja frecuencia.

Además, el EOR manifiesta su disposición para hacer públicos los resultados de la consultoría mencionada.

La CRIE actualmente se encuentra en espera de los resultados de dicha consultoría, con el fin de realizar el análisis respectivo.

#### *4.2.1.7 Contratos Firmes y Derechos de Transmisión*

El día 08 de octubre de 2012, producto del análisis del contexto del mercado y reconociendo las limitantes existentes, la CRIE emitió la resolución identificada como CRIE-P-17-2012, mediante la cual aprobó la modificación al Procedimiento de Detalle Complementario al RMER –PDC-, sometido para su aprobación por parte del Ente Operador Regional –EOR-; en la cual resuelve suspender temporalmente las disposiciones relativas a Contratos Firmes y al mecanismo de asignación de los Derechos de Transmisión, establecidas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, hasta que se emita una disposición al respecto.

La CRIE, previendo la evolución progresiva del mercado mediante el aumento de la operación coordinada, y con el fin de impulsar el desarrollo del MER y su consolidación, consideró necesario

incentivar la celebración de Contratos con Prioridad de Suministro con duración mínima de un mes en el Mercado Eléctrico Regional asociados con Derechos Firmes de Transmisión entre los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro, y de establecer un mecanismo transitorio para el otorgamiento de los Derechos Firmes de Transmisión correspondientes, que cubra temporalmente el vacío dejado por la disposición contenida en la resolución CRIE-P-17-2012. Por lo tanto, la CRIE resuelve aprobar mediante resolución, el **MECANISMO TRANSITORIO PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS FIRMES DE TRANSMISIÓN EN LOS CONTRATOS CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO.**

En dicho mecanismo, se describe que un Contrato con Prioridad de Suministro, es el Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, y debe tener asociado Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro, la firmeza de la inyección o retiro de la energía la garantiza el regulador nacional o la autoridad nacional competente que autoriza el contrato o la inyección o retiro de la energía comprometida en el contrato. Este tipo de Contrato tiene las siguientes características:

- a) La energía a vender en un Contrato con Prioridad de Suministro hará parte de las transacciones del MER, se optimizará en el despacho y el retiro de la parte compradora tendrá prioridad de suministro respecto a cualquier otro compromiso contractual.
- b) Tendrán duración mínima de un mes y compromisos contractuales de inyección y retiro de energía de por lo menos tres horas diarias.
- c) Una de las partes del Contrato, designada en el mismo, deberá ser el titular de los Derechos Firmes de Transmisión entre los respectivos nodos de inyección y retiro.
- d) Solo para los efectos de la administración y operación de estos Contratos con Prioridad de Suministro, el EOR aplicará las normas de Contratos Firmes establecidas en el RMER.

Además, en función de lo establecido en el Libro II del RMER numeral 1.3.4.1, en su literal d) se establece que para definir los Criterios Regionales de Energía Firme en el MER, la CRIE tendrá en cuenta, entre otros factores: la capacidad de generación, disponibilidad de recursos energéticos, demanda máxima de cada sistema nacional, requerimientos de reserva y los contratos nacionales y regionales. Además, el literal e) establece que: La cantidad de energía que un agente del mercado puede vender o comprar en un Contrato Firme estará limitada por: i. La cantidad de energía firme autorizada por la entidad reguladora nacional del país donde se encuentra localizada la parte vendedora o compradora, con base en criterios regionales establecidos por la CRIE.

Sobre la base de lo estipulado, la CRIE sometió a consulta pública, la Metodología para la Determinación de la Energía Firme de Contratos Firmes en el MER con el fin de recibir comentarios y observaciones de parte de todos los actores del mercado, y basados en esa retroalimentación, elaborar y aprobar en definitiva una propuesta que cumpla a cabalidad lo establecido en el RMER. Dicha metodología incluye disposiciones generales, criterios para la energía firme de un contrato firme del MER, información del MER y base de datos regional que será necesaria, la supervisión de la firmeza de la energía comprometida en el contrato, los derechos firmes de transmisión y la firmeza en condiciones de racionamiento en el MER o en los mercados nacionales.

Adicionalmente, se está trabajando en la propuesta de Derechos Firmes de Transmisión para largo plazo.

#### 4.2.1.8 Informe de actualización de la Línea SIEPAC

El proyecto SIEPAC comprende la construcción de una línea de transmisión de 1793 Km. En el año 2012 se terminó casi la totalidad de la obra constructiva, excepto el tramo San Buenaventura (Honduras) - Panaluya (Guatemala), que a pesar de estar finalizado no había entrado en operación por la falta de adecuación en la Subestación San Nicolás, y el Tramo 17 correspondiente a la línea Parrita-Palmar Norte, en la República de Costa Rica.

A esta fecha la CRIE ya aprobó la conexión a la RTR de la Subestación San Nicolás, ya que cumplieron con los requisitos estipulados por la regulación regional.

La ejecución del tramo 17 se vio afectada básicamente por la oposición de propietarios y grupos ambientalistas organizados, quienes lograron que se tuvieran que ajustar los trayectos de las líneas, así como su diseño original.

La EPR estima que los costos incrementales debido a los ajustes realizados en el mencionado tramo 17 en Costa Rica asciende a once millones, cuarenta y dos mil cuatrocientos noventa y un Dólares de los Estados Unidos de América (USD 11,042,491.00).

En el tramo 17 existen dos sectores con particulares dificultades, relacionadas con oposición de grupos organizados que interpusieron demandas en septiembre de 2009 ante el Juzgado Contencioso, el cual emitió medidas cautelares para impedir o limitar la ejecución de las actividades constructivas, en ambos procesos se cuestionó la legitimidad del otorgamiento de la Licencia Ambiental al Proyecto, además de aspectos técnicos y sociales (la afectación ambiental al bosque, nacientes, humedales y salud humana); dichos tramos por su ubicación geográfica se denominan como La Alfombra (19 km) y Matapalo (13 km).

Por este motivo, actualmente se está construyendo el resto de la línea de transmisión con la excepción de un segmento de 36 kilómetros, conformado por los dos sectores que se indican (32 km) más una longitud ubicada entre ellos (4 km), debido al impedimento técnico de realizar el tendido respectivo. El tramo 17 tiene una longitud total de 136 km, por lo tanto el sector pendiente representa un 26.5%. Es importante hacer notar que las obras se financiaron con recursos procedentes del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y se debieron respetar los lineamientos establecidos, uno de los cuales es no dar la orden de proceder con el inicio de construcción hasta que se contara con al menos el 90% de las servidumbres legalizadas; bajo esta condición hasta el día 29 de marzo del año 2011 se pudo dar la Orden de Proceder del Tramo 17.

Ante la incertidumbre en plazo que significa un proceso judicial en Costa Rica, se optó por reducir el alcance del Contrato de construcción vigente con el APCA (Abengoa-Inabensa), eliminando ambos sectores. De manera paralela al proceso judicial, con el apoyo del ICE y de una Comisión

nombrada ad-hoc, se mantuvieron canales de comunicación con las partes con el objeto de lograr una salida de consenso.

En el caso de La Alfombra se logró llegar a un acuerdo mediante el cual EPR modifica la ruta de la línea con el apoyo del grupo opositor, la cual se denomina Desvío del Valle del Guabo. Después de analizar varias opciones y sus implicaciones técnicas, lograron comprobar la factibilidad de una nueva ruta, conocida ahora como la Variante del Valle del Guabo, e iniciar el proceso de gestión de servidumbres en la nueva franja. De manera paralela, y en vista de que este sector queda por fuera del corredor ambiental con licencia, se elaboraron los estudios respectivos, y el 11 de diciembre de 2013 la SETENA resuelve aprobar el estudio de impacto ambiental.

En el caso del sector de Matapalo se continuó el proceso judicial, sin embargo, durante el desarrollo del mismo se logró el levantamiento de una medida cautelar que prohíbe la ejecución de las actividades de construcción, y la EPR pudo ingresar a realizar trabajos preliminares de geotecnia y topografía, permitiendo elaborar un diseño final, contemplando ajustes en la altura y ubicación de las torres.

Los problemas se originaron a partir de la modificación de ruta que se requiere debido a que una serie de fenómenos meteorológicos acaecidos en la zona durante el año 2005, generaron una inestabilidad geológica en una parte importante de los terrenos por donde discurría el trazado previsto.

Adicionalmente, en este sector se dificultaba el mantener el trazo original, ya que atravesaba el Refugio de Vida Silvestre Privado Portalón, y un desarrollo inmobiliario orientado a extranjeros (denominado Portasol) con terrenos de alto valor de mercado.

Por las anteriores razones la EPR, con apoyo técnico del ICE, se dedicó desde finales del 2005 a estudiar posibles rutas de paso, dando origen a la variante que se conoce como Portalón – Matapalo; una vez escogida la mejor opción desde el punto de vista integral (técnico, económico y ambiental), se planteó la modificación, la cual tuvo la aprobación de la SETENA por medio de resolución CP-217-2007 del 31 de mayo del 2007.

Actualmente la CRIE está revisando el presupuesto incremental del Tramo 17, considerando a su vez el informe técnico – económico realizado por el EOR, en cumplimiento de lo establecido en los numerales I2.2 e I2.3 del Anexo I del Libro III, y el acuerdo emitido por el CDMER a este respecto.

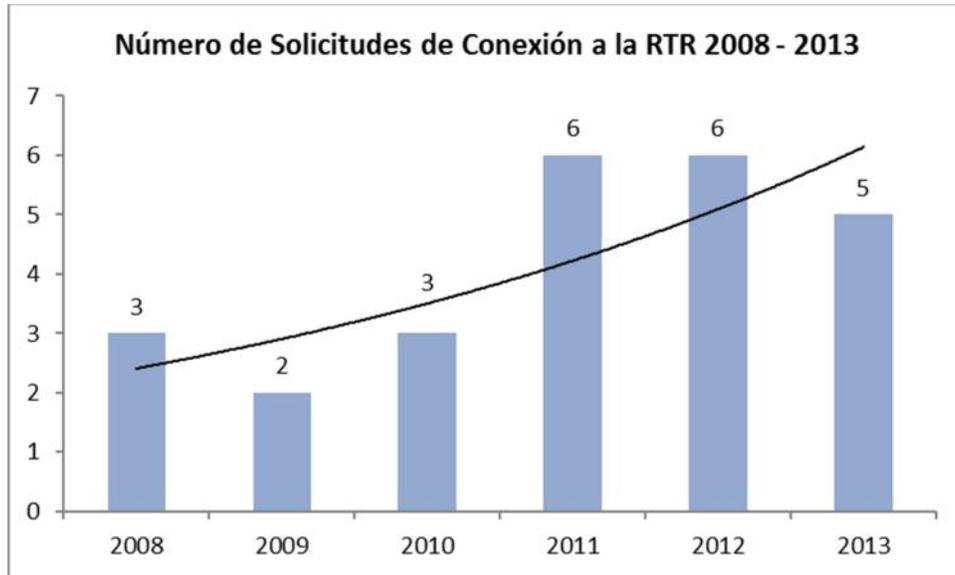
## 4.2.2 Aspectos de la Operación Técnica del MER

### 4.2.2.1 *Diagnóstico del procedimiento de conexión a la RTR; Gráfico que muestre el crecimiento de las solicitudes de conexión.*

Con la entrada en operación de la Línea SIEPAC y la puesta en vigencia de la regulación del MER, se ha incentivado el desarrollo de nuevos proyectos de generación, transmisión y demanda en algunos países de América Central, incorporándose al SER nuevas tecnologías como la generación

Eólica y Solar, en un número importante de proyectos tal como se refleja en el crecimiento de las solicitudes de conexión a la RTR en los últimos años y que se muestra en la gráfica a continuación.

**Gráfico 6. Número de Solicitudes de Conexión a la RTR (2008-2013)**



El RMER incluye un procedimiento para regular el acceso a la RTR, sin embargo, considerando lo engorroso que se vuelve el mismo en cuanto a los requerimientos de estudios técnicos por parte de las entidades nacionales y regionales, se vio la necesidad de desarrollar un procedimiento que permitiera una aplicación más efectiva de esta regulación.

En las Regulaciones Nacionales y en el RMER hay procedimientos y requerimientos comunes para las Solicitudes de Conexión a la Red de Transporte Nacional y de la RTR, y al mismo tiempo, hay diferencias que se pueden armonizar o simplificar para no duplicar esfuerzos, especialmente por los Agentes solicitantes.

Se reconoce que hay diferencias en los procedimientos de cada país, pero también hay coincidencias que ya funcionan, a partir de las cuales, se puede explorar qué simplificaciones y armonizaciones se pueden realizar, ya sea por la ruta de los Acuerdos, interfaz regulatoria o por disposiciones regulatorias.

Con el objetivo de facilitar al interesado o desarrollador de un proyecto la realización de las gestiones de acceso a la Red de Transmisión Regional de forma eficiente, cumpliendo con los requerimientos de la regulación nacional y regional, para obtener la autorización de la conexión en el menor tiempo posible la CRIE analizó el establecimiento de un mecanismo que permita al EOR y las entidades responsables en cada país, realizar una coordinación más efectiva y eficaz en la gestión de las solicitudes de conexión y en el procedimiento de acceso a la RTR, y facilitar que el Solicitante realice un solo estudio técnico de acceso a la misma, considerando los alcances de la

regulación nacional y regional, utilizando una base de datos actualizada por el EOR y por la entidad responsable en cada país, así como las premisas técnicas regionales y nacionales.

Los principales temas abordados por la CRIE, que se pueden mejorar en el proceso de Aprobación de Solicitudes de Acceso a la RTR, son: en primer lugar, la asesoría o soporte para realizar los estudios técnicos en el ámbito regional, la cual es muy escasa, esto debido en parte a que los sitios o páginas informáticas de las entidades correspondiente no presentan mayor información al respecto; en segundo lugar, los Agentes o Iniciadores de un Proyecto muchas veces realizan los estudios técnicos solamente teniendo presente los requerimientos establecidos en el ámbito nacional; en tercer lugar, los criterios técnicos del RMER para efectuar los estudios son generales, son aplicados para cualquier tipo y tamaño de proyecto de interconexión; finalmente, el RMER ha establecido un procedimiento y requerimientos específicos en el cual es necesario la presentación de documentos legales del país de origen, los cuales tienen sus propios tiempos de gestión .

### ***Propuesta simplificadora del procedimiento global***

Para que el Agente optimice el esfuerzo de elaboración de los estudios eléctricos, el Regulador Nacional, OS/OM o Autoridad Competente de cada país debe indicar a cada Iniciador o Agente, que existen requerimientos regionales que cumplir y dicha información puede divulgarse a través de la página web de cada operador y regulador de los países.

Cada OS/OM, Regulador Nacional o Autoridad competente que tenga como función proporcionar la base de datos técnica para la elaboración de los estudios eléctricos, así como señalar los requerimientos y procedimientos técnicos para efectuar dichos estudios, debe indicarlos mediante formularios de premisas eléctricas, similares a las proporcionadas por la CNEE de Guatemala; la misma entidad, OS/OM, Regulador nacional o Autoridad competente, debe remitir el Agente al EOR para completar las premisas eléctricas regionales, de manera que el solicitante pueda realizar un solo estudio en el cual incorpore tanto los requerimientos y premisas exigidas a nivel nacional, como a nivel regional.

### ***Procedimiento de Acceso Actual aprobado por la Resolución CRIE-P-03-2014***

Los pasos principales relacionados con el “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)” se resumen a continuación:

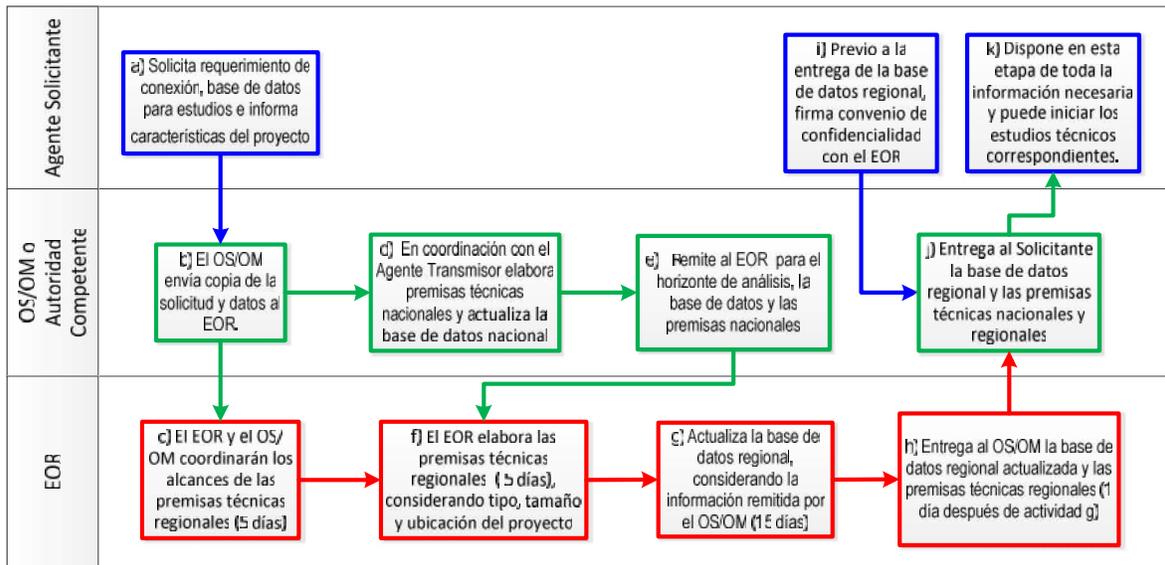
#### **PASO 1 - ORIENTACIONES AL SOLICITANTE**

El Solicitante que pretenda conectarse a la RTR podrá solicitar orientación técnica del proceso a seguir y de los requerimientos exigidos al EOR y la CRIE, a fin de que los estudios eléctricos se desarrollen de forma completa e integral, incluyendo los estudios técnicos requeridos por la normativa nacional y los estudios requeridos por la normativa regional. En caso de que los

estudios se encuentren incompletos, el EOR podrá solicitar posteriormente un complemento a dichos estudios en el ámbito regional.

### PASO 2 – BASES DE DATOS Y PREMISAS TÉCNICAS

Se establece el mecanismo de coordinación entre el EOR, OS/OMS, Agentes Transmisores nacionales o la Entidad competente, para la elaboración de las premisas técnicas regionales y la actualización de la base de datos regional para el desarrollo de los estudios eléctricos:



El Solicitante desarrollará los estudios eléctricos para el acceso a la RTR, cumpliendo con los requisitos establecidos en la regulación nacional y regional, de manera previa a la presentación de la solicitud de conexión a la RTR y a la red nacional, para que el proceso sea realizado en forma eficiente.

### PASO 3 – FORMATO PARA PRESENTAR LA SOLICITUD DE CONEXIÓN A LA RTR

El Solicitante que pretenda conectarse a la RTR deberá presentar con suficiente anticipación a la fecha proyectada de conexión a la RTR una comunicación dirigida a la CRIE, donde solicite su aprobación para conectar a la RTR el proyecto que se defina. Con la carta de solicitud de conexión deberá presentar la documentación detallada en el Procedimiento antes descrito.

Una vez la CRIE reciba la información completa especificada en el listado anterior, procederá con la apertura del expediente de Trámite Administrativo correspondiente.

#### 4.2.2.2 Diagnóstico de crecimiento de la generación eólica y requerimientos de reserva de generación.

En los últimos años ha habido un aumento sustancial de nuevas instalaciones de generación eólica en la región centroamericana, provocando cambios en la matriz energética de los países de la región.

Solamente en Guatemala se ha encontrado 10 áreas con potencial eólico elevado<sup>1 2</sup>. Honduras inauguró el 22 de febrero del 2012 el primer parque eólico del país que cuenta con 51 molinos de viento de 2 megavatios cada uno, ubicado sobre el Cerro de Hula, en el departamento de Francisco Morazán<sup>3</sup>. En El Salvador hasta ahora no existen plantas generadoras de energía a base de viento, sin embargo, se han desarrollado varios estudios de viabilidad para la instalación de parques eólicos. En dicho país, la Dirección de Energías Renovables del Consejo Nacional de Energía (CNE), con el respaldo y colaboración de la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA), ha concluido que el país tiene un alto potencial para proyectos eólicos y se han identificado 12 puntos geográficos idóneos para el desarrollo de parques eólicos.<sup>4</sup> Nicaragua cuenta con el parque eólico Amayo,<sup>5</sup> compuesto por 30 aerogeneradores de 2.1 megavatios cada uno. El segundo parque eólico en Nicaragua, La Fe-San Martín, se encuentra en proceso de construcción, generará 39.6 megavatios de energía eólica. El tercer parque eólico de Nicaragua, planta eólica Alba Rivas, contempla instalar 22 aerogeneradores de 1.8 megavatios cada uno; y en la misma zona se ha instalado el parque eólico EOLO, conformado por 22 aerogeneradores y capacidad nominal total de 44 MW.

Costa Rica fue el pionero de la energía eólica en la región. La primera fue la planta Tilarán de 20 megavatios de capacidad instalada y que ha operado desde junio de 1996. En la misma provincia se establecieron otras 4 plantas eólicas: Aeroenergía (1998), con 6 megavatios de capacidad instalada; Tierras Morenas (1999) con 20 megavatios; Tejona (2002), con 20 megavatios; y Guanacaste (2009), con 50 megavatios. En Septiembre del 2011 entró en funcionamiento la sexta planta eólica del país, Los Santos, con 13 megavatios, ubicada en la provincia de San José<sup>6</sup>. Según el reporte emitido en marzo del presente año por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el sistema energético de Costa Rica (en diciembre del 2011) reportó una capacidad instalada de 2,590 megavatios de los cuales 129 megavatios corresponden a plantas eólicas.

En Panamá, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) concedió a la empresa Unión Eólica Panameña (UEP), licencia para la generación de energía eólica en Penonomé-Antón, provincia de Coclé. El proyecto se considera el más grande de Centroamérica compuesto por 3 parques eólicos: Portobello de 59.5 megavatios, Marañón con 40.8 megavatios, Nuevo Chagres con 42.5 megavatios y Rosa de los Vientos con 194 MW. Por otra parte, Panamá tiene otros dos parques eólicos en fase de construcción.

<sup>1</sup> [http://www.prensalibre.com/economia/Monitorean-areas-energia-eolica\\_0\\_553744622.html](http://www.prensalibre.com/economia/Monitorean-areas-energia-eolica_0_553744622.html)

<sup>2</sup> <http://www.elperiodico.com.gt/es/20120211/economia/207856/>

<sup>3</sup> [http://www.globeleq.com/news/press\\_release/76/Honduras-Celebra-Energia-Elica](http://www.globeleq.com/news/press_release/76/Honduras-Celebra-Energia-Elica)

<sup>4</sup> <http://elmundo.com.sv/plan-de-energias-renovables-listo-en-marzo>

<sup>5</sup> [http://es.wikipedia.org/wiki/Sector\\_el%C3%A9ctrico\\_en\\_Nicaragua#Energ.C3.ADa\\_e.C3.B3lica](http://es.wikipedia.org/wiki/Sector_el%C3%A9ctrico_en_Nicaragua#Energ.C3.ADa_e.C3.B3lica)

<sup>6</sup> <http://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/3bd3a78047cdebee904df9f079241ace/PEG2011rev1.pdf?MOD=AJPERES>

No cabe duda que el desarrollo y la expansión del parque generador eólico en Centro América va en aumento, de manera bastante acelerada.

Con el incremento de disponibilidad de potencia eólica en Centro América se incrementarán las fluctuaciones de potencia que se producen a través de la RTR, y pueden afectar la calidad, seguridad y desempeño del sistema de potencia, especialmente en las funciones relacionadas con la operación y regulación de la frecuencia de las áreas de control que ejercen los operadores de sistemas.

Por otro lado, debido a la interconexión México-Guatemala a 400 kV, el Sistema Eléctrico Regional (SER) se conectó a un área de control de gran inercia rotativa que ha influido en el comportamiento de la frecuencia eléctrica y en la respuesta inicial de los flujos de potencia ante fallas en el SER, complicando aún más la eficacia de los instrumentos de control por recuperar la estabilidad de la frecuencia y el cálculo eficiente de los márgenes de reserva operativa.

Si bien la interconexión con México ha beneficiado a la región centroamericana con una mayor estabilidad de las variaciones de la frecuencia y que pudieran llevar una reducción de los requerimientos de reserva ante desbalances de demanda-generación, también han aumentado los eventos de oscilaciones electromecánicas entre áreas de control, obligando a la desconexión de dicha interconexión en horarios de mínima demanda.

Tal como se indica en el numeral 7.1.1 del Libro III del RMER, los servicios auxiliares que se prestan a nivel regional deberán ser suministrados por los *Agentes* como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no serán objeto de transacciones, ni de remuneración. Para ello, cada OS/OM deberá mantener como mínimo la reserva de potencia activa que establezcan los estudios de Seguridad Operativa Regionales en relación a la regulación primaria y secundaria de la frecuencia. Será un compromiso de todos los OS/OM velar porque los *Agentes* que poseen equipos de generación de sus respectivos sistemas mantengan sus reguladores de velocidad libres, en modo regulación. Además, para contribuir al buen desempeño de la regulación de la frecuencia, cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria y secundaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia y de intercambio entre áreas de control, tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Para ello, el EOR determinará según los estudios de seguridad operativa regionales de mediano plazo, los requerimientos de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia y los requisitos más apropiados para la prestación de la misma con el fin de preservar la calidad y seguridad operativa del SER. Su suministro es de carácter obligatorio por parte de los *Agentes* que poseen equipos de generación y los OS/OM serán los responsables de coordinarlo.

Como la generación eólica no está exenta de las disposiciones regionales anteriores, en los mencionados estudios de seguridad operativa regionales y nacionales se ha sugerido al Ente Operador Regional, analizar el efecto en el SER provocado por las variaciones de la generación eólica y la capacidad total máxima de la misma en cada área de control, hacer las recomendaciones relacionadas con la reserva de potencia necesaria para contenerlas y los ajustes de los reguladores primarios de generadores y AGC para controlarlas.

La magnitud del impacto y el efecto de agregación de múltiples turbinas eólicas todavía no están bien cuantificados, depende de las características propias del sistema de potencia donde se realiza la inserción de dichos generadores, y de la constancia o permanencia del recurso eólico en el lugar de la granja eólica. En cambio, los efectos de la interconexión México-Guatemala sí ha tenido un seguimiento por los OS/OM y el EOR, de los problemas y beneficios que ha implicado. Pero lo más importante que los dos efectos, tienen que evaluarse y analizarse en forma combinada.

Cada área de control, en función de su operación, podría definir un porcentaje de generación eólica por cada escenario de demanda y escenarios de conexión con México; y al mismo tiempo, una capacidad adicional de reserva primaria y secundaria, lo que implica mayores costos de operación o viceversa; es decir, el margen de reserva es un recurso que debe optimizarse técnica y económicamente.

De la misma forma que un generador eólico asíncrono necesita de una fuente de reactivos para funcionar correctamente, también el generador eólico necesita de todo el resto del parque de generación y de los controles de los mecanismos de regulación adjuntos; en la medida que la capacidad de generación eólica aumente, también deben de ajustarse o adaptarse todo el parque de generación para mantener el buen desempeño y el cumplimiento de los criterios de calidad; al contrario, si no se hacen ajustes en el sistema de potencia ante el crecimiento desmedido de la generación eólica, se podría incurrir en violaciones de los criterios de calidad, seguridad y desempeño.

#### 4.2.2.3 Diagnóstico sobre refuerzos internos para mantener 300 MW

En la IV Reunión del Grupo de Trabajo de Refuerzos de Transmisión (GTRT) del CEAC y en la Reunión de Monitoreo, ambas realizadas en diciembre de 2008 en la ciudad de Panamá, se decidió actualizar los Estudios de Refuerzos Nacionales de Transmisión (ERNT) realizados por la firma Hidrogen para EPR sobre compensación reactiva; tanto en aquel estudio como en el de actualización 2010 se determinaron las obras de transmisión necesarias para que en conjunto con la línea SIEPAC, se puedan transmitir hasta 300 MW entre pares de países cumpliendo con los CCSD del MER.

Los resultados de los estudios fueron distribuidos al CEAC, EOR, EPR y a los representantes de los países; con los resultados de los estudios eléctricos anteriores se elaboraron listas de refuerzos de transmisión preliminares por país. Se tomaron en consideración los aportes del GRTC de CEAC y del Comité Técnico de Planificación (CTPET); cada uno de los países presentó sus comentarios y propuestas de refuerzos e incluso, se evaluaron refuerzos adicionales, algunos de ellos incluidos en los Planes de Expansión de los Sistemas de Transmisión Nacionales.

Por el contrario, el aumento de las Solicitudes de Conexión a la RTR de proyectos de generación, ha impactado en la RTR y sobre todo en la línea SIEPAC y las líneas de Refuerzos Internos,

disminuyendo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros al menos en uno de los sentidos de transferencia de la energía.

**a) Plan de Inversiones de Refuerzos Nacionales a la línea SIEPAC**

Con base a los resultados del estudio de refuerzos nacionales a la línea SIEPAC y considerando un estimado de los costos unitarios correspondientes a las instalaciones que se reforzarán, se sustrajo un resumen del plan de inversiones para cada una de las propuestas formuladas de refuerzos nacionales que se muestra a continuación:

**Tabla 9. Plan de Inversiones por país correspondiente al Plan de Refuerzos Nacionales al SIEPAC**

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Totales
<b>Múltiple</b>	<b>\$1,100,000</b>	<b>\$8,355,000</b>	<b>\$7,550,000</b>	<b>\$20,340,000</b>	<b>\$2,570,000</b>	<b>\$20,978,000</b>	<b>\$60,893,000</b>
Línea de Transmisión		\$3,075,000		\$20,340,000	\$1,770,000	\$20,878,000	\$46,063,000
Subestación	\$1,000,000				\$500,000		\$1,500,000
Banco de Capacitores		\$5,280,000	\$7,350,000				\$12,630,000
Transformadores							\$0
Control Suplementario	\$100,000		\$200,000		\$300,000	\$100,000	\$700,000
<b>Simple</b>	<b>\$9,500,000</b>	<b>\$3,840,000</b>	<b>\$35,625,000</b>	<b>\$22,161,800</b>	<b>\$16,715,000</b>	<b>\$9,309,000</b>	<b>\$97,150,800</b>
Línea de Transmisión	\$3,300,000	\$3,840,000	\$1,225,000	\$14,826,500	\$12,755,000		\$35,946,500
Subestación			\$17,000,000				\$17,000,000
Banco de Capacitores	\$200,000			\$7,335,300	\$3,960,000	\$9,309,000	\$20,804,300
Transformadores	\$6,000,000		\$17,400,000				\$23,400,000
Control Suplementario							\$0
<b>Total General</b>	<b>\$10,600,000</b>	<b>\$12,195,000</b>	<b>\$43,175,000</b>	<b>\$42,501,800</b>	<b>\$19,285,000</b>	<b>\$30,287,000</b>	<b>\$158,043,800</b>

En el cuadro anterior se clasificaron las inversiones en función del tipo de falla (contingencia simple o múltiple) y el tipo de instalación que está siendo afectado:

- Líneas de transmisión, se refiere a un cambio del calibre de conductor para aumentar la capacidad térmica de la línea; se supuso un costo de US\$50,000.00 por kilómetro para el incremento de capacidad de las líneas de transmisión.
- Subestaciones, se refiere a un cambio o modificación del sistema de barras, incluyendo las bahías o campos terminales de líneas de transmisión.
- Banco de capacitores indica una nueva instalación de los mismos para proveer soporte de voltaje.
- Transformadores, indica la inversión de nueva capacidad de transformación.
- Control Suplementario, corresponde al diseño e instalación de los equipos asociados.

**b) Observaciones a los resultados del ERNT**

A pesar de las diferencias en objetivos y resultados de los planes de expansión nacionales con respecto al ERNT, cada uno de los países están invirtiendo grandes cantidades de dinero para su propio crecimiento de las redes de transporte; por lo tanto, y en perspectiva, se considera que el

ERNT 2010 fue un estudio de diagnóstico de corto plazo ya que el crecimiento de las redes nacionales fue muy acelerado, dejando desactualizado rápidamente los escenarios utilizados en dicho estudio. No se omite manifestar que en dicho estudio se usaron cabalmente todas las herramientas y capacidades técnicas y legales disponibles.

Teniendo a la vista de que los CCSD desalientan las inversiones en los propios países por ser muy restrictivos, con el objeto de mantener un nivel aceptable de transferencia entre países, hay que llegar a un consenso de qué criterios técnicos y económicos utilizar en la planificación regional y considerar la gradualidad de su implementación.

Los países utilizaron como criterios de planificación las que se asumen para solventar de manera autónoma los propios crecimientos de las demanda de energía eléctrica, sin considerar abiertamente las transferencias entre países. Sin embargo, por utilizar criterios técnicos similares, muchas de las propuestas nacionales que figuran en los planes de expansión, resuelven total o parcialmente los requerimientos de inversión del ERNT.

El Estudio de Refuerzos Nacionales de Transmisión a la línea SIEPAC realizado en el año 2010 y su Plan de Propuestas, está desactualizado con respecto al crecimiento de las redes eléctricas de los países y necesita ser actualizado en un contexto de planificación regional. Téngase en cuenta que los alcances de las planificaciones nacionales, también toman en cuenta la presencia de la línea SIEPAC para resolver los problemas de crecimiento nacionales.

Sin considerar una revisión del ERNT, a corto plazo se tiene que considerar una propuesta de Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima entre cualquier par de Países Miembros para que el mismo figure como objetivo de la planificación nacional que están por efectuarse, y dependiendo de los resultados de revisión del ERNT se podría plantear la gradualidad de la aplicación en forma escalonada a mediano plazo.

Considerando que:

1. Todos los estudios eléctricos para aprobación de Solicitudes de Conexión a la RTR formulados por los Agentes, asumieron como premisas técnicas, escenarios de transferencia de sur a norte y de norte a sur de 300 MW;
2. El Estudio de Refuerzos Nacionales a la línea SIEPAC (ERNT), de igual modo, asumieron escenarios de transferencias de 300 MW en sentido SN y NS;
3. Desde la concepción del proyecto de la línea SIEPAC, se concibió la idea de transferencias de 300 MW en ambos sentidos de la RTR y la reserva de un segundo circuito para propósitos de expansión;

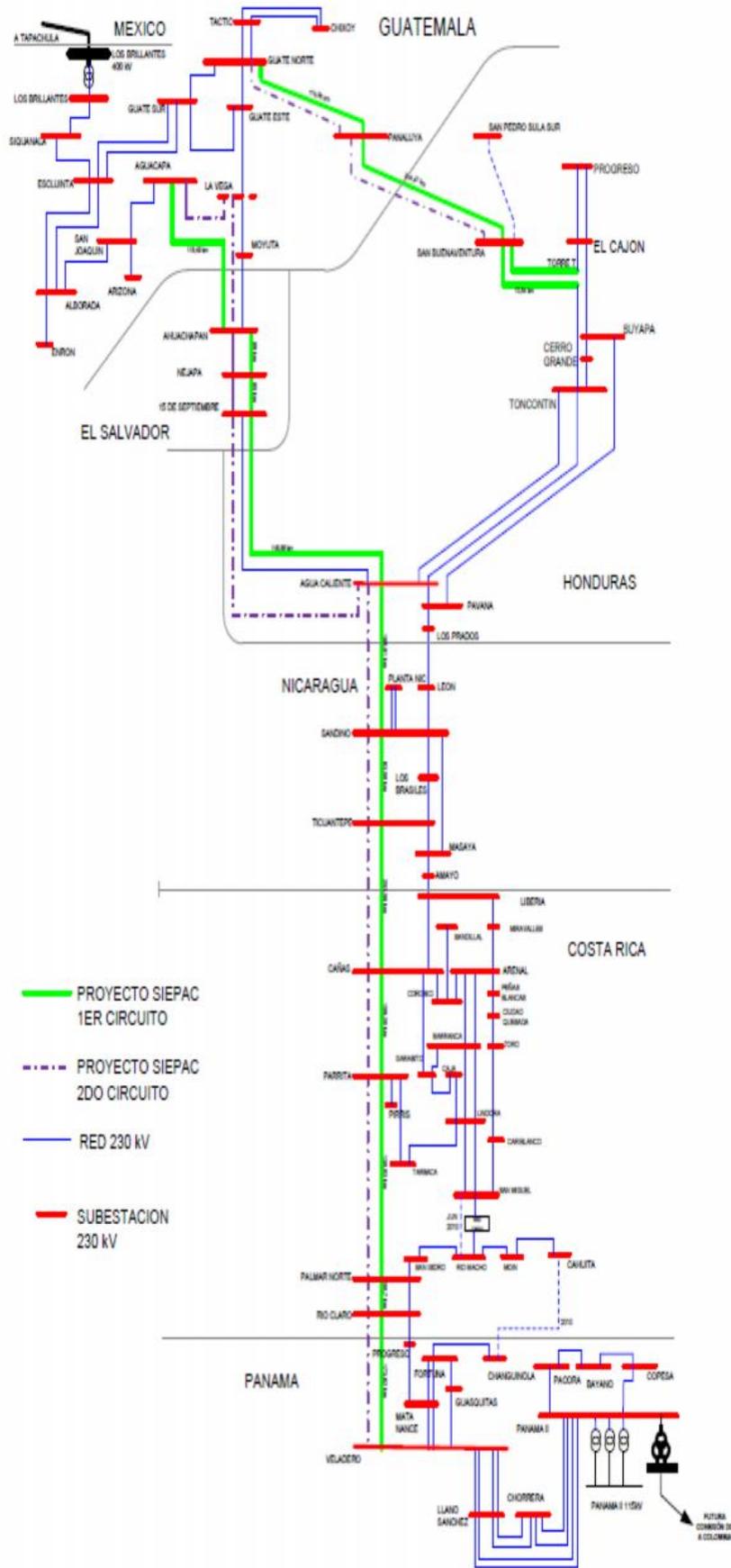
Por lo anterior, para propósitos de Planificación a Largo Plazo de la Expansión de la Transmisión Regional y para el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, tal como se describe en los objetivos del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional -SPTR-, Numeral 10.1.1 del Libro III del RMER, literales a) y b); la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros, se debe mantener en todo momento, en 300 MW, en ambos sentidos.

Como una etapa inicial y de conformidad con lo acordado por la Junta de Comisionados de la CRIE, se solicitó al EOR un estudio en el cual se determinen las necesidades de inversión en infraestructura de transmisión y transformación que debería realizar cada País Miembro del MER, a efecto de que se restituya la capacidad operativa de 300 MW en la RTR.

La capacidad operativa mínima de intercambio internacional que se defina se interpretará como la meta a lograr en un período entre dos (2) a Cinco (5) años.

#### 4.2.2.4 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

La Red de Transmisión Regional (RTR) es la red física en donde se desarrolla el MER y está formada por todas aquellas líneas que posibilitan los intercambios internacionales, forma el núcleo del sistema de transmisión regional al que se incorporarán las ampliaciones planificadas de la RTR, entre ellas la Línea SIEPAC. Una versión simplificada de la RTR, en la cual se muestra solamente líneas de transmisión de 230 kV y la interconexión México-Guatemala a 400 kV, se muestra a continuación; no se muestra el resto de la RTR que se encuentra a niveles inferiores de tensión y se aclara que la interconexión Panamá-Colombia es un proyecto a futuro.



Partiendo de la realidad de que los sistemas eléctricos de la región de América Central operan interconectados desde el año 2002, es importante verificar que los nuevos proyectos no impactan negativamente la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER). Así, por su naturaleza longitudinal, los flujos de potencia resultantes tienen dirección norte-sur o sur-norte a través de un conjunto de líneas limitadas por una capacidad de transmisión que es determinada por el EOR cada año, por estación, por interconexión internacional y a través de cada área de control. Como se puede observar desde el punto de vista físico, eléctrico, el sistema eléctrico de potencia es uno solo sin fronteras, y por eso, cada una de las nuevas interconexiones de proyectos de generación o modificaciones a la topología de la red de transmisión, afecta al funcionamiento global de la RTR, tanto en sus condiciones estáticas como en su funcionamiento dinámico, ajustes de protecciones, regulación de frecuencia y voltaje, entre otros.

Por lo tanto, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del RMER tienen aplicación en la operación del SER y la evaluación de estudios eléctricos con la aplicación de los criterios técnicos nacionales. Así mismo, los CCSD se aplican durante la etapa de Aprobación de la Puesta en Servicio de las instalaciones y están relacionados con las especificaciones técnicas de detalle de los equipos para el control, supervisión, protección y operación de los mismos.

Por lo anterior, de acuerdo al numeral 2.6.2 del Libro V del RMER, “Al cumplirse el primer año de la operación del MER bajo el presente reglamento, el EOR realizará una evaluación técnica y económica de los criterios y parámetros definidos en este numeral para establecer la conveniencia de modificarlos, complementarlos o ajustarlos. Si se considera necesario realizar modificaciones, estas deberán ser sometidas a la aprobación de la CRIE”.

#### 4.2.2.5 Capacidades Operativas de transmisión de la RTR

En el marco de las responsabilidades del EOR y lo que se refiere a los estudios de seguridad operativa regionales, los numerales 1.5.3.2, del Libro I y numeral 5.2.7.3, del Libro III del RMER, establecen que el EOR es responsable de dirigir y coordinar la operación técnica del SER; validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor; definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER; y los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, podrán incluir los **límites de transferencia de potencia entre las áreas de control**.

El EOR, en apego a lo que expresa el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER, ha desarrollado los estudios sobre la actualización de los valores de máximas transferencias entre las distintas áreas de control del Sistema Eléctrico Regional –SER-, que corresponden a las Capacidades Operativas de Transmisión de la RTR asociadas en este caso a las Capacidades Operativas de Transmisión de los enlaces entre áreas de control.

Se ha identificado que las Bases de Datos que el EOR utiliza en los estudios de seguridad operativa para determinar los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control y los criterios de calidad, seguridad y desempeño –CCSD- utilizados, están de conformidad a lo que la regulación regional establece. Con respecto a la metodología utilizada, si bien técnicamente es aplicable y reúne la experiencia de los especialistas del EOR y los OS/OMS, será importante el resultado que se obtenga de la Consultoría que está desarrollando el EOR para tales efectos, la cual podría llevar por una parte a facilitar los procesos para que las actualizaciones de las máximas transferencias de potencia entre los países sean desarrollados de forma eficaz y eficiente, siendo necesaria una coordinación y articulación entre el EOR y los OS/OMS, a fin de que los resultados de estos estudios de seguridad operativa sean realizados con la mayor anticipación posible a la aplicación en la coordinación técnica del Sistema Eléctrico Regional.

Otro punto importante que se identifica es el uso que tienen estos resultados de los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control, debido a que representan los límites de capacidad de transmisión que se tiene disponible en el Mercado Eléctrico Regional para las asignaciones de los Derechos de Transmisión para los Contratos Firmes, así como para la validación eléctrica del pre-despacho del MER.

**Tabla 10. Máximas Capacidades de Transferencia Norte → Sur (MW)**

Escenario de Demanda	GUA-ELS		ELS-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN		GUA-HON (1)
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2014
<b>Máxima</b>	180	182	120	62	40	100	80	80	50	100	68
<b>Media</b>	170	188	150	58	80	120	130	170	30	110	64
<b>Mínima</b>	170	224	270	124	140	200	200	160	70	70	79

**Tabla 11. Máximas Capacidades de Transferencia Sur → Norte (MW)**

Escenario de Demanda	GUA-ELS		ELS-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN		GUA-HON (1)
	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2014
<b>Máxima</b>	110		220	186	220	240	70	60	230	220	24
<b>Media</b>	130		220	184	220	240	100	60	260	230	36
<b>Mínima</b>	150		230	188	220	180	100	90	240	220	62

1) Por el cierre de Panaluya – San Buenaventura

- 2) Los valores de transferencias Sur Norte del enlace Gua-ELS, están aún en revisión y serán establecidos al concluirse ciertos análisis complementarios del EOR y mediciones, al estar operando el nuevo enlace Guate-HON en el mes de marzo 2014.

#### 4.2.2.6 Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central –SIEPAC-

La Línea SIEPAC corresponde al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, el cual constituye la base del primer sistema de transmisión regional que interconecta los sistemas eléctricos de los países del MER y forma el núcleo de la Red de Transmisión Regional (RTR).

**Tabla 12. Tramos Interconectores y No Interconectores de la línea SIEPAC**

No Interconectores	Interconectores
Guate Norte - Panaluya	Panaluya – El Florido
Ahuachapán - Nejapa	Aguacapa – Frontera El Salvador
Nejapa – 15 de Septiembre	Frontera Guatemala - Ahuachapán
San Buenaventura – Torre 43	15 de Septiembre - Frontera Honduras
Sandino – Ticuantepe	El Florido - San Buenaventura
Cañas – Parrita	Frontera El Salvador - Aguacaliente
Parrita – Palmar Norte	Aguacaliente - Frontera Nicaragua
Palmar Norte – Río Claro	Frontera Honduras - Sandino
	Ticuantepe - Frontera Costa Rica
	Frontera Nicaragua - Cañas
	Río Claro - Frontera Panamá
	Frontera Costa Rica - Veladero

Desde el punto de vista de la utilización física, la Línea SIEPAC ayuda a la disminución de las pérdidas en las redes nacionales, mejora el nivel de calidad del voltaje en los nodos de la RTR, reduce sobrecargas y da un aporte en la confiabilidad de los sistemas nacionales.

Desde el punto de vista del beneficio social, en general la Línea SIEPAC beneficia al MER y a los Mercados Nacionales, sin embargo, para obtener los mayores beneficios debe aumentarse el grado de utilización de la Línea SIEPAC, tanto del MER como de los Mercados Nacionales.

El beneficio social relativo asociado al despacho económico coordinado del MER es siempre positivo coincidiendo conceptualmente con la teoría del beneficio económico social.

Cabe mencionar que el despacho económico coordinado representa la potencialidad hasta donde los países o actores de los mismos pueden realizar transacciones económicas de electricidad. Este despacho económico brinda el máximo beneficio social y representa un límite teórico.

La distribución del beneficio social entre los países integrantes es más equilibrada obviamente cuando se contempla la Red SIEPAC en forma completa dado que las transferencias económicas son explotadas a su máxima expresión.

## 5 Evaluación y propuestas de ajustes en la Regulación.

### 5.1 Propuestas de Ajustes en la Regulación

#### 5.1.1 Emisión de normativa reglamentaria.

De acuerdo a lo dispuesto en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, la CRIE vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional, integrada por el Tratado, sus Protocolos, reglamentos y las resoluciones de la CRIE (artículo 21), e impondrá las sanciones que procedan de acuerdo a lo establecido en dicho Protocolo, *“bajo los procedimientos establecidos por la CRIE en los Reglamentos”* (artículo 22), correspondiéndole en ese contexto *“el ejercicio de la potestad sancionadora establecida en el Tratado Marco”* (artículo 25). Según dispone el Segundo Protocolo *“Constituye incumplimiento a la Regulación Regional toda acción u omisión establecida en este Protocolo”* (artículo 27), incluyendo las conductas tipificadas en los artículos 30, 31, 32 y demás aplicables del citado texto normativo, el cual, a la vez, establece las sanciones a aplicar en esos casos (artículos 37, 38, 39 y 40).

El citado Segundo Protocolo al Tratado Marco, dispone en el artículo 22 que: *“Podrán imponerse sanciones únicamente por los incumplimientos tipificados en este Protocolo...”*, esta norma cierra toda posibilidad de tomar en cuenta los procedimientos, sanciones y multas desarrolladas en el Libro IV del RMER, pues no sólo restringe la imposición de sanciones a los casos contemplados en el Segundo Protocolo exclusivamente, sino además ordena desarrollar con posterioridad, los reglamentos necesarios para su aplicación. Norma que se complementa artículos más adelante en el mismo protocolo, y que en su artículo 34 ordena que: *“En el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE se establecerá el procedimiento de aplicación, necesario para la correcta aplicación de la Regulación Regional en función de la naturaleza y gravedad del incumplimiento, de la ventaja obtenida y del grado de responsabilidad”*, y el mismo instrumento, en su artículo 42, estableció que: *“Los procedimientos que regulen el ejercicio de la potestad sancionadora deben establecer la debida separación entre la fase instructora y la sancionadora”*, haciendo manifiesto el deseo de los signatarios de dicho instrumento que en base al Segundo Protocolo se desarrollara la normativa adjetiva que permitiera la aplicación de sus normas, prescindiendo de las normas establecidas en el Libro IV del RMER, que es anterior al Segundo Protocolo.

Siendo que el RMER fue aprobado mediante la resolución CRIE-09-2005 y el Segundo Protocolo al Tratado Marco fue firmado por los Ministros de Relaciones Exteriores de las Repúblicas centroamericanas el 10 de abril de 2007, por virtud de las normas arriba transcritas, el Libro IV del RMER quedó derogado por disposición expresa del artículo 22 del Segundo Protocolo y en forma tácita en los artículos 34 y 42, al momento en que el Segundo Protocolo vuelve a desarrollar la normativa contenida en el referido Libro IV, sustituyéndolo, en virtud de la imposibilidad de la dualidad de normas.

De conformidad con el artículo 34 del Segundo Protocolo *“En el reglamento aprobado mediante resolución de la CRIE, se establecerá el procedimiento de aplicación, necesario para la correcta aplicación de la Regulación Regional en función de la naturaleza y gravedad del incumplimiento, de la ventaja obtenida y del grado de responsabilidad”*, estableciéndose en dicho cuerpo normativo las bases para la graduación de las sanciones (artículos 34 y 36) y los principios básicos a que debe sujetarse el procedimiento sancionatorio, incluyendo, entre otros, la debida separación entre la fase instructora y la sancionadora y el debido proceso (artículos 42 y 43), aludiéndose, asimismo, *“a los procedimientos de sanciones que en consecuencia se dicten”* para la *“aplicación uniforme y eficaz”* del citado Protocolo (artículo 51) y siendo que dentro del mismo cuerpo legal, en su artículo 51, las partes firmantes se comprometieron a adoptar las medidas necesarias para garantizar la aplicación uniforme y eficaz del protocolo citado, así como los procedimientos de sanciones que en consecuencia del mismo se dicten, es procedente cumplir con el mandato de emitir la normativa que norme las formalidades necesarias para aplicar las disposiciones contenidas en el Régimen Básico de Sanciones.

En cumplimiento de las disposiciones citadas arriba, se consideró prioritario para la actividad normativa de la CRIE la aprobación del *Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE*, desarrollando los principios y procedimientos antes indicados, a fin de procurar la correcta y efectiva aplicación de la regulación regional y su debido cumplimiento.

## 5.2 Evaluación de Ajustes en la Regulación

### 5.2.1 Solicitudes de reforma por EOR, OS/OMS y agentes del MER.

Como ya se señaló anteriormente en otro apartado del presente informe, la CRIE ha realizado análisis preliminares de ciertos temas puntuales compartidos por el EOR, OS/OMS y agentes mediante comunicaciones informales, fuera del mecanismo establecido por el RMER para el efecto, por lo que, al momento en que el EOR remita a esta Comisión el Informe de Regulación del MER en los términos que establece el RMER, se harán los análisis necesarios para determinar la viabilidad de las solicitudes de reforma o de ajustes al RMER y proceder de conformidad a la normativa regional para impulsar su reforma. Actualmente, por las limitaciones externas expuestas, la CRIE únicamente ha podido realizar análisis preliminares al respecto.

## 6 Conclusiones y recomendaciones

- A. En cumplimiento de las disposiciones de la regulación regional, se consideró prioritario para la actividad normativa de la CRIE, la aprobación del Reglamento para la Aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE, desarrollando los principios y procedimientos necesarios, a fin de procurar la correcta y efectiva aplicación de la regulación regional y su debido cumplimiento.
- B. Con la entrada en operación de la Línea SIEPAC y la puesta en vigencia de la regulación del MER, se ha incentivado el desarrollo de nuevos proyectos de generación, transmisión y demanda en algunos países de América Central, incorporándose al SER nuevas tecnologías como la Eólica y la Solar; esta dinámica plantea a la vez nuevos retos a los Organismos Regionales del MER, Operadores, Transmisores y Agentes, como la necesidad de actualizaciones más frecuentes a la Base de Datos Regional, evaluación del impacto de los proyectos que se incorporan a la RTR y una mejor coordinación interinstitucional en aspectos relacionados con: el acceso abierto a la información, operativos y el desarrollo coordinado de las redes.
- C. Con el objetivo de gestionar el acceso a la RTR de forma eficiente, cumpliendo con los requerimientos de la regulación nacional y regional, la CRIE elaboró el “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, buscando evitar doble esfuerzo en el desarrollo de los estudios técnicos y en la preparación de todos los requerimientos técnicos y regulatorios, disminución de los tiempos de gestión y aprobación de dichas solicitudes y finalmente, minimizar los sobrecostos derivados.
- D. La CRIE, previendo la evolución progresiva del mercado mediante el aumento de la operación coordinada, y con el fin de impulsar el desarrollo del MER y su consolidación, aprobó el **MECANISMO TRANSITORIO PARA LA ASIGNACIÓN DE LOS DERECHOS FIRMES DE TRANSMISIÓN EN LOS CONTRATOS CON PRIORIDAD DE SUMINISTRO**.
- E. La CRIE, en función de lo establecido en el Libro II del RMER numeral 1.3.4.1, remitió a consulta pública el documento que contiene la propuesta de Metodología para la Determinación de la Energía Firme de Contratos Firmes en el MER.
- F. Por la importancia de cada uno de los temas anunciados a la CRIE, se han iniciado los análisis necesarios para establecer la viabilidad de las solicitudes de reforma o de ajustes al RMER. Además, se le requirió al EOR la presentación del Informe de Regulación del MER que cumpla con lo que establece el RMER, en su Libro I, apartado 2.3.1 y con base en éste, se procederá de conformidad a la normativa regional para impulsar su reforma.