

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

**CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-31-2016, emitida el veinte de mayo de dos mil dieciséis, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-31-2016**

**LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, mediante las resoluciones identificadas como CRIE-P-09-2012 y CRIE-P-17-2012, de fechas 27 de junio y 4 de octubre de respectivamente, ambas del año 2012, aprobó el Procedimiento de Detalle Complementario al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER y PDC-, que con fecha 5 de junio del mismo año sometió el Ente Operador Regional –EOR- a la CRIE para su aprobación, asignándosele al mismo EOR, en la referida resolución CRIE-P-17-2012, la tarea de evaluar integralmente el desempeño de la operación técnica y comercial del Mercado Eléctrico Regional -MER-bajo la normativa del RMER y PDC, con el fin de identificar situaciones que requirieran ajustes normativos.

**II**

Que mediante resolución CRIE-P-23-2012 de 20 de noviembre de 2012, se declaró en vigencia el RMER y el PDC a partir del 1 de enero de 2013, y aprobó un período de transición de tres meses, contados a partir de la entrada en vigencia del RMER y PDC, durante los cuales se aplicaría el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional –RTMER- y acuerdos conexos con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo, indicándose que agotado el periodo de transición y sin necesidad de declaración posterior, se procederá a la aplicación del RMER y el PDC, en la forma aprobada por la CRIE. Que del mismo modo, por resolución CRIE-NP-09-2013 de 22 de marzo de 2013, se prorrogó por un periodo de 60 días calendario la vigencia del período de transición durante los cuales se aplicaría el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional –RTMER- y acuerdos conexos con carácter oficial y el RMER y PDC con carácter indicativo. En virtud de lo anterior, el RMER y el PDC entraron en vigencia plena a partir del 1 de junio de 2013.

### III

Que la Sección Primera del PDC, “Definición de la fase I del SIMECR”, señala lo siguiente: “*A partir de la fecha que la CRIE apruebe la aplicación del RMER conjuntamente con el presente ‘Procedimiento de detalle complementario al RMER’, es establecerá un periodo de 36 meses para que se adecuen los sistemas de medición comercial que conformarían el SIMECR para dar cumplimiento a los requerimientos técnicos establecidos en el RMER. Este periodo de 36 meses se denominará ‘Fase I del SIMECR’.*”

### IV

Que el EOR presentó a la CRIE, mediante nota EOR-DE-14-05-2015-382, de fecha 15 de mayo de 2015, los resultados de las consultorías realizadas en relación con la implementación de la FASE I del SIMECR y un resumen con conclusiones y recomendaciones. En el documento titulado “*Resultados del análisis integral realizado por el EOR de los informes de las consultorías*”, remitido mediante nota EOR-DE-14-05-2015-382, de 14 de mayo de 2015, se concluye, entre otras cosas, lo siguiente:

- Al mes de abril 2014, el nivel de cumplimiento de los requerimientos establecidos en el RMER de los Sistemas de Medición Comercial Regional –SIMECR- fue del 30 % (164), de un total de 539 SIMECR reportados por los OS/OM.
- Al mes de marzo 2015, no se habían reportado avances por parte de los OS/OM, para subsanar lo reportado en el inventario realizado por QUANTICO S.A. de C.V. El Instituto Costarricense de Electricidad –ICE- informó al EOR que a diciembre 2015 completaría la instalación de los SIMECR, conforme los requerimientos establecidos en el RMER.
- Se prevé bajo la situación actual del SIMECR en la región, que no será posible finalizar al 31 de mayo de 2016 (fecha de finalización de la Fase I del SIMECR, Sección primera del PDC), la adecuación de los sistemas de medición comercial que conformarían el SIMECR, conforme los requerimientos técnicos establecidos en el RMER.
- “*Considerando: a) Las evaluaciones técnicas y comerciales realizadas por las diferentes consultorías, b) La auditoría técnica al EOR de parte de la CRIE y c) La situación actual del SIMECR en la región, se identifica como opción viable: “Implementación de todos los procesos comerciales del MER (Predespacho, Conciliación Diaria Programada, Posdespacho y Conciliación de Desviaciones en Tiempo Real), en los nodos de la RTR más los nodos de las redes nacionales utilizados para el Predespacho Nacional, que cuenten con un SIMEC”.*”

### V

Que durante la V Reunión Conjunta CDMER-CRIE-EOR realizada el 31 de julio de 2015 en la ciudad de Panamá, los organismos regionales del MER acordaron adoptar otra estrategia que no



dependiera del cumplimiento de requisitos técnicos del SIMECR, la cual fue incluida en el “PLAN ESTRATÉGICO REGIONAL”, en el punto quinto “SIMECR ESTADO DE SITUACIÓN Y ACCIONES A SEGUIR”. En dicha Reunión Conjunta se acordó “*Instruir al Grupo Interinstitucional para que de manera coordinada, definan una hoja de ruta para implementar los procesos comerciales haciendo uso de la medición disponible (RTR+Medición Nacional)*”, de lo que se deriva que la FASE I del SIMECR ya no será requerida para establecer la aplicación plena del RMER, sino que esta dependerá de las adecuaciones regulatorias que se identifiquen como necesarias en los procesos comerciales.

## VI

La Gerencia de Mercado de la CRIE emitió el informe GM-01-03-2016, “Informe sobre Vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER”, de fecha 15 de marzo del año en curso en el que luego de analizar la temática relativa al estado de la fase I del PDC se concluye: “...1. *Que la Fase I del SIMECR establecida en la sección primera del PDC, que actualmente delimita la aplicación de los procesos comerciales establecidos en la sección segunda del PDC, se prevé no podrá cumplirse. 2. Que en la V Reunión Conjunta del CDMER-CRIE-EOR se determinó incluir en el Plan Estratégico Regional el tema “SIMECR ESTADO DE SITUACIÓN Y ACCIONES A SEGUIR”, se decidió otra estrategia que no dependen del cumplimiento de requisitos técnicos del SIMECR y se acordó “Acuerdo 3: Instruir al Grupo Interinstitucional para que de manera coordinada, defina una hoja de ruta para implementar los procesos comerciales haciendo uso de la medición disponible (RTR+Medición Nacional)”. 3. Que en tanto no se implementen los procesos comerciales establecidos del MER utilizando la medición disponible (RTR+Medición Nacional), se deben seguir aplicando los procesos comerciales establecidos en la sección segunda del PDC, de forma independiente del cumplimiento de la FASE I del SIMECR establecida en el PDC...”*

## VII

Que en consecuencia, y con el objeto de garantizar el normal funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional, en tanto no se implemente la propuesta regulatoria de procesos comerciales establecidos en el MER utilizando la medición disponible (RTR + Medición Nacional), se deben seguir aplicando los procesos comerciales establecidos en el PDC y sus modificaciones, con independencia del cumplimiento de la FASE I del SIMECR establecida en el mismo procedimiento y la cual debe ser considerada como agotada en los términos originalmente definidos, toda vez que los análisis técnicos realizados han determinado que la misma no podrá cumplirse, para lo cual se propone derogar la Sección Primera del PDC y mantener la vigencia y aplicación de las demás secciones del PDC y sus modificaciones.

## VIII

Que mediante resolución CRIE-17-2016 de 13 de abril de 2016, se ordenó el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 02-2016, de conformidad con lo dispuesto en la resolución



CRIE-08-2016 de fecha 19 de febrero del año en curso, a fin de obtener observaciones y comentarios de la propuesta de “Modificación del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER”, de conformidad con lo dispuesto con el Procedimiento de Consulta Pública para la elaboración participativa de las normas regionales, aprobado mediante la Resolución CRIE-08-2016, de 19 de febrero de 2016, concediendo un plazo del lunes desde las 08:00 horas del país sede la CRIE (GTM -6) del lunes 18 abril de 2016, hasta las 17:00 horas del país sede de la CRIE (GTM -6) del lunes 25 de abril de 2016, para recibir comentarios y observaciones sobre la misma.

## IX

Que mediante informe GM-GJ 02-05-2016, de 3 de mayo de 2016, luego de realizar un análisis de todas las posiciones, comentarios y observaciones realizado por los distintos participantes en la Consulta Pública, recomienda la aprobación de la propuesta de “Modificación del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER”.

## CONSIDERANDO:

### I

Que el objeto del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central –Tratado Marco- establecido en el artículo 1 de ese cuerpo legal, es la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico Regional competitivo basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente y su artículo 3 define el principio de gradualidad como: *“Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.”* Asimismo, el artículo 4 del citado tratado establece que el Mercado Eléctrico Regional es: *“...el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.”*

### II

Que el referido Tratado Marco, en su artículo 19 estableció: *“La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia...”*, adicionalmente, el artículo 22 del mismo instrumento jurídico citado dispone que es objetivo



general de la CRIE, entre otros: “...b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento...”, y que el artículo 23 del citado tratado asigna a la CRIE, dentro de sus facultades, “Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios”.

### III

Que el ya citado Tratado Marco, crea en su artículo 25 al Ente Operador Regional –EOR-, “...que es el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia...”, y el artículo 28 del mismo instrumento dispone que dentro de los principales objetivos del EOR está el de: “Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional...”

### IV

Que en cumplimiento de lo dispuesto en la resolución CRIE-08-2016, que contiene el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, la que en su artículo 1 dispone: “El presente procedimiento tiene por objeto establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER)”, y en su artículo 4 estipula: “El proceso de consulta pública para las propuestas de normas regionales, modificaciones a la regulación regional o los asuntos de importancia regional iniciará su trámite una vez que la CRIE lo ordene, mediante resolución motivada...”, con fecha 15 de abril del año en curso se procedió a realizar la consulta pública de la propuesta de modificación del PDC, eliminando la Sección I y prolongando la aplicación del resto de su cuerpo normativo con independencia de aquella.

### V

Durante el plazo otorgado, remitieron observaciones y comentarios de distintos participantes, mismos que procederán a detallarse y valorarse por parte de la CRIE a continuación:

#### A. INGENIO LA UNION, S.A.

1. “Estamos de acuerdo y consideramos adecuado y oportuno, que se establezca un período razonable para analizar con profundidad la regulación de los procesos comerciales del MER. En este sentido, creemos muy importante que desde ahora, se inicie el análisis de las implicaciones económicas y de operación, que tendría para los países que conforman



el Mercado Regional, la posibilidad de realizar ofertas de inyección y retiro en cualquier nodo de la RTR y no únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control; pero tomando en cuenta, que la necesidad de implementar en su momento el Procedimiento de Detalle Complementario PDC al RMER surgió del resultado de los análisis realizados que identificaron incompatibilidad en los procesos comerciales establecidos en el RMER y los mercados locales y no únicamente por falta de implementación del Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR”.

2. Consideramos que aunque la medición comercial de cada uno de los países del MER en su estado actual puede ser considerada como parte del SIMECR, las incompatibilidades identificadas en los procesos comerciales del RMER no terminan de ser corregidas y por lo tanto una modificación como se pretende del PDC en este momento es improcedente.
3. Hemos identificado que la propuesta de modificación del PDC, en el caso del Mercado Mayorista de Guatemala traerá consecuencias negativas, pues las reglas regionales del RMER entran en contradicción con el modelo de despacho de costo variable de generación local, el cual como principio regulatorio considera que el despacho económico de carga es independiente de cualquier condición contractual informada. En términos generales nuestro modelo es un modelo de transacciones de carácter “financiero”, y se estaría introduciendo un concepto de despacho físico de transacciones informadas, el cual afecta el concepto de suministro de energía eléctrica al mínimo costo, tal como nuestra regulación local lo manda, incrementando el uso ineficiente de los recursos de generación, produciendo sobrecostos innecesarios que afectarán a todos los Participantes del Mercado Mayorista incluyendo a los usuarios de tarifas regulada, pues las desviaciones en los nodos de la RTR se incrementarían significativamente. Esta situación esperada es contraria al objetivo plasmado en el Reglamento del Mercado Regional RMER, el cual en el Libro I de los aspectos generales indica lo siguiente: ‘1.3 Objetivos del MER, En concordancia con los fines del Tratado Marco, el MER tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. 1.3.2 Para alcanzar el anterior propósito, los objetivos del MER son los siguientes: a) Optimización de los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad; b) Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional; c) Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional; d) Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad; e) Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño; y f) Promover la participación competitiva del sector privado’.

Por lo tanto, dicha propuesta claramente estaría violando los objetivos planteados en el RMER de beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER mediante un abastecimiento económico y oportuno, afectando la optimización de los recursos de generación para el abastecimiento regional, y por lo tanto degradando la eficiencia económica de suministro de electricidad.

En conclusión, nuestra opinión es que, el Procedimiento de Detalle Complementario PDC, NO DEBE ser modificado mientras las condiciones de incompatibilidad regulatoria entre el RMER y los mercados y sistemas locales persistan, pues claramente viola los objetivos del RMER. Por el contrario, mientras se analiza una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, que debe formar parte de los temas que deben realizarse de forma integral y que necesariamente deben llevar a mejorar el RMER, el PDC tal y como ha venido funcionando debe mantenerse como herramienta de coordinación de las transacciones regionales entre los mercados y sistemas nacionales existentes sin que medie modificación alguna preservando los objetivos del MER.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la mencionada.

## **B. CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELÉCTRICA S.A.**

1. “Consideramos que la directriz y razón de ser de CRIE es buscar promover y desarrollar el máximo potencial del Mercado Eléctrico Regional, por lo que cualquier cambio normativo propuesto debe ser encaminado en ese razonamiento y no en reducir el tamaño de dicho mercado, ni en número de agentes ni en volumen transaccional, ya que ello no sería de beneficio para el área centroamericana.
2. Hacemos notar que Guatemala cuenta con el mayor número de agentes activos en el MER, situación que se refleja en el dinamismo que este séptimo mercado ha mantenido los últimos años y las relaciones bilaterales que se sustentan mediante las diferentes modalidades contractuales definidas en el RMER.
3. El Mercado Eléctrico Guatemalteco es un modelo basado en costos, en donde el despacho económico de carga busca minimizar el costo total del sistema, por lo que las condiciones contractuales entre Agentes no definen las condiciones operativas, liquidando las transacciones de manera financiera y no física.



Luego de la exposición de puntos a tomar en cuenta para CRIE, esta comercializadora presenta los siguientes comentarios en referencia a la aplicabilidad de una solución temporal para su posterior homologación.

Consideramos pertinente que el Procedimiento de Detalle Complementario debe declararse como parte integral del RMER, ya que se ha comprobado que su aplicabilidad ha presentado resultados muy positivos y que se sustentan en la dinámica transaccional de Guatemala con la Región. El introducir una nueva modalidad operativa y/o nuevo procedimiento transitorio traería consecuencias negativas para el MER, algunas de estas consecuencias que logramos identificar son:

- a. La posibilidad de realizar inyecciones y retiros en cualquier nodo de la RTR, implica que en cada sistema eléctrico de los países que conforman el Mercado Regional, se están extrapolando la operación del sistema nacional correspondiente con la operación del Mercado Regional, con las consecuencias para el Mercado Eléctrico Guatemalteco, y posiblemente para los otros países.
- b. La imposibilidad de Guatemala de realizar un despacho económico de carga obedeciendo únicamente al costo variable declarado, al generarse la necesidad de establecer un flujo de inyección o retiro, en un nodo de la red nacional, el cual se estableció basado en un precio, que no precisamente corresponde a costos de operación. Esta situación implica que, la operación dentro del mercado Guatemalteco, perdería eficiencia, con el consecuente traslado de costos para los consumidores Guatemaltecos.
- c. Las desviaciones en un nodo de las redes nacionales, no dependen únicamente del agente que inyecta en dicho nodo, sino, pueden ser causadas, por variaciones de la demanda nacional o de algún generador ajeno a la oferta de inyección y retiro. Al ser tratadas estas desviaciones, como desviaciones en la red regional y no como desviaciones de las redes nacionales, las mismas deberán ser liquidadas con los precios regionales y no con los costos nacionales, incrementando los riesgos para los oferentes y para el caso guatemalteco, encareciendo el costo eléctrico interno.
- d. La metodología de acceso y remuneración de la red de transmisión de Guatemala, así como el manejo de las congestiones y la planificación de la expansión de la red, han sido resueltas ya en la regulación guatemalteca, por medio de mecanismos financieros y de planificación. La extrapolación de otras metodologías dentro de la red de transmisión nacional, crearía situaciones complejas de difícil solución; las cuales ahora no se tienen. Además de crearse la posibilidad de restricciones adicionales

debido a las capacidades de las redes de transmisión nacionales, aumentándose las dificultades para realizar transacciones regionales.

- e. Al ser la oferta realizada en un nodo, únicamente respaldada por las plantas generadores que inyectan energía en ese nodo, y no por la totalidad de plantas de cada país, se disminuye la cantidad de ofertas que se pueden realizar en el Mercado Regional, teniendo como resultado, un precio mayor del suministro ofertado.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

### **C. COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE GUATEMALA S.A.**

1. “Estamos de acuerdo y consideramos adecuado y oportuno, que se establezca un período razonable para analizar con profundidad la regulación de los procesos comerciales del MER. En este sentido, creemos muy importante que desde ahora, se inicie el análisis de las implicaciones económicas y de operación, que tendría para los países que conforman el Mercado Regional, la posibilidad de realizar ofertas de inyección y retiro en cualquier nodo de la RTR y no únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control; pero tomando en cuenta, que la necesidad de implementar en su momento el Procedimiento de Detalle Complementario PDC al RMER surgió del resultado de los análisis realizados que identificaron incompatibilidad en los procesos comerciales establecidos en el RMER y los mercados locales y no únicamente por falta de implementación del Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR
2. Consideramos que aunque la medición comercial de cada uno de los países del MER en su estado actual pueda ser considerada como parte del SIMECR, las incompatibilidades identificadas en los procesos comerciales del RMER no terminan de ser corregidas y por lo tanto una modificación se pretende del PDC en este momento es improcedente.
3. Hemos identificado que la propuesta de modificación del PDC, en el caso del Mercado Mayorista de Guatemala traerá consecuencias negativas, pues las reglas regionales del RMER entran en contradicción con el modelo de despacho de costo variable de generación local, el cual como principio regulatorio considera que el despacho económico de carga es independiente de cualquier condición contractual informada. En términos generales nuestro modelo es un modelo de transacción de carácter “financiero”, y se estaría introduciendo un concepto de despacho físico de transacciones



informadas, el cual afecta el concepto de suministro de energía eléctrica al mínimo costo, tal como nuestra regulación local lo manda, incrementado el uso ineficiente de los recursos de generación, produciendo sobrecostos innecesarios que afectarán a todos los Participantes del Mercado Mayorista, incluyendo a los usuarios de tarifa regulada, pues las desviaciones en los nodos de la RTR se incrementarían significativamente. Esta situación esperada es contraria al objetivo plasmado en el Reglamento del Mercado Regional RMER, el cual en el libro I de los aspectos generales indica lo siguiente: “1.3 Objetivos del MER. En concordancia con los fines del Tratado Marco, el MER tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. 1.3.2 Para alcanzar el anterior propósito, los objetivos del MER son los siguientes: a) Optimización de los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad; b) Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional; c) Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional; d) Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad; e) Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño; y f) Promover la participación competitiva del sector privado”.

Por lo tanto, dicha propuesta claramente estaría violando los objetivos planteados en el RMER de beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER mediante un abastecimiento económico y oportuno, afectando la optimización de los recursos de generación para el abastecimiento regional, y por lo tanto degradando la eficiencia económica de suministro de electricidad.

En conclusión, nuestra opinión es que, el Procedimiento de Detalle Complementario PDC, no debe ser modificado mientras las condiciones de incompatibilidad regulatoria entre el RMER y los mercados y sistemas locales persistan, pues claramente viola los objetivos del RMER. Por el contrario, mientras se analiza una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, que debe formar parte de los temas que deben realizarse de forma integral y que necesariamente deben llevar a mejorar el RMER, el PDC tal y como ha venido funcionando debe mantenerse como herramienta de coordinación de las transacciones regionales entre los mercados y sistemas nacionales existentes sin que medie modificación alguna preservando los objetivos del MER.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

#### **D. COMISION NACIONAL DE ENEREGÍA ELECTRICA.**

##### **“Observación 1:**

Se sugiere que se considere la revisión en la viabilidad jurídica para derogar la Sección Primera del Procedimiento de Detalle Complementario, cuando la fecha de vencimiento está a menos de 60 días de terminar su vigencia.

##### **Observación 2:**

Es oportuno mencionar que el PDC ha sido, en medida, un mecanismo transitorio que ha fortalecido la coordinación operativa, entre sistemas eléctricos nacionales y el Sistema Eléctrico Regional, el cual ha beneficiado la operatividad financiera de transacciones tanto en el Mercado de Oportunidad Regional como en el Mercado de Contratos Regional, cumpliendo efectivamente los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad que se establecen en el artículo 3 del Tratado Marco.”

**Respuesta CRIE a observación 1:** El Procedimiento de Detalle Complementario al RMER es una normativa que ha demostrado durante su aplicación, ser un cuerpo normativo valioso para hacer operativas las normas contenidas en el RMER para el estado actual imperante en el MER. Al PDC se le han realizado modificaciones para ir superando obstáculos que han sido detectados durante su aplicación, por lo que ha estado sujeto a continuas revisiones. Por ello, de acuerdo a las conclusiones técnicas a las que arribaron los diferentes cuerpos interinstitucionales y la Gerencia de Mercado de CRIE, se estableció la necesidad de desvincular esta importante normativa complementaria de la FASE I del SIMECR, que condicionaba su existencia a un plazo de 36 meses, tal cual lo definía la Sección Primera del PDC publicado anexo a la resolución CRIE-P-17-2012. Es decir que la derogación de la Sección Primera del PDC, permite su aplicación más allá del horizonte de 36 meses originalmente considerado, lo cual es jurídicamente posible de acuerdo a las facultades de la CRIE.

Por lo tanto, es necesario prolongar la vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER y sus modificaciones con independencia de la Sección Primera derogada en el numeral anterior, hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER.

**Respuesta CRIE a observación 2:** Efectivamente, el PDC ha sido una herramienta muy valiosa para fortalecer la operación del MER, y de acuerdo a las últimas evaluaciones realizadas por el EOR, se prevé, bajo la situación actual del SIMECR en la región, que no será posible finalizar al 31 de mayo de 2016 (fecha de finalización de la Fase I del SIMECR, Sección primera del PDC), la adecuación de los sistemas de medición comercial que conformarían el SIMECR, conforme

los requerimientos técnicos establecidos en el RMER. Por ello es que se ha considerado necesario que permanezca vigente dicho procedimiento, hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER.

#### **E. HIDRO XACBAL S.A.**

“Estamos de acuerdo en la modificación propuesta, y la cual en su Resuelve Tercero declara que el PDC y sus modificaciones se mantendrá vigente hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, para lo cual se establece un período de 12 meses a partir de la entrada en vigencia de la resolución.

Sin embargo, consideramos adecuado y oportuno, se establezca un período razonable para analizar a profundidad la regulación de los procesos comerciales del EMR. En este sentido, creemos muy importante que desde ahora, se inicie el análisis de implicaciones económicas y de operación, que tendría tanto para los países que conforman el Mercado Eléctrico Regional como para los usuarios finales, la aplicación de lo establecido en el RMER sobre presentar las correspondientes ofertas de inyección y retiro de oportunidad así como los compromisos contractuales en los nodos de la RTR.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central indica lo siguiente:

‘Conscientes de que en un mercado eléctrico regional, sustentado en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países, promueve el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes’.

Y a su vez incluye los objetivos generales de la CRIE, dentro de los cuales se incluye el siguiente:

‘ c) Promover la competencia entre los agentes del Mercado’.

Siendo que con la entrada en vigencia del RMER y el PDC a partir del 1 de junio de 2013, el PDC incluye en su sección segunda la posibilidad de presentar ofertas, no solamente en los nodos de la RTR:

‘1. Presentación de Ofertas al MER:

1.1 Las ofertas de inyección y retiro en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y en el Mercado de Contratos Regional (MCR) podrán ser presentadas por los agentes del MER a través de su OS/OM en los nodos de la RTR o en los nodos de enlace entre área de control.’

Tomando en consideración que la posibilidad de presentar ofertas en los nodos de la RTR así como en los nodos de enlace de las áreas de control genera una posibilidad de optimización de las ofertas que pueden presentarse al MER, generando así un beneficio a los usuarios al mantener una mezcla competitiva de ofertas que no limiten la participación de ningún Agente de los mercados, es de suma importancia que permanezca la aplicación del PDC y que las mismas puedan ser incorporadas al RMER, permitiendo presentar ofertas tanto en los nodos de la RTR así como en los nodos de enlace de las áreas de control.”

**Respuesta CRIE:** Se observa que Hidro Xacbal está de acuerdo con el documento en consulta y adicionalmente se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

#### **F. COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA S.A.**

“En el resuelve SEXTO se instruye al equipo técnico de la CRIE para que prepare en un término de seis meses, una propuesta de homologación regulatoria que permita utilizar los sistemas de medición nacional existentes para los procesos comerciales del MER. Al respecto atentamente les solicitamos considerar que:

- a. EL mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco es financiero, es decir que el balance entre demanda y generación se obtiene mediante un despacho económico bajo la premisa de minimizar el costo total de la operación y no considera restricciones originadas por compromisos celebrados entre Agentes.
- b. Los procesos comerciales que el RMER establece, no son compatibles con la característica del Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco descrita en la literal anterior, toda vez que al definir que los Agentes deben colocar su oferta de inyección y retiro en los nodos de generación o de demanda según sea el caso, se producen los siguientes efectos:
  - i. Los Agentes Comercializadores serían excluidos del MER debido a que no podrán efectuar exportaciones con energía tomada del Mercado de Oportunidad. Por su naturaleza un Comercializador no posee activos de generación que le permitan respaldar inyecciones de energía en un “nodo de generación” de la Red de Transmisión Regional.
  - ii. Los Agentes Generadores que resulten despachados para cubrir la demanda nacional también sería excluidos del MER, ya que no podrán tomar energía del

Mercado de Oportunidad para efectuar exportaciones y la energía que estarían produciendo no podría ser ofrecida para cubrir una exportación regional.

- iii. Las desviaciones de control se verificarán en los nodos de inyección y retiro y se liquidarán directamente a los Agentes con ofertas de inyección o retiro asociadas a los nodos que resulten con desviaciones de control. Esta práctica impediría seguir con el tratamiento que actualmente se le da a las desviaciones, práctica que consiste en que éstas se liquidan a los compradores y los vendedores del Mercado Spot según sea el caso. Por lo tanto, se agregaría a las transacciones del MER riesgos imponderables que las limitarían a un más.
- c. La necesidad e implementar el Procedimientos de Detalle Complementario al RMD PDC, surgió al no existir compatibilidad entre los procesos comerciales establecidos en el RMER y el Mercado Mayorista guatemalteco por las razones expuestas en la literal anterior, no surgió únicamente por no tener implementado el Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR. De esta cuenta, consideramos que aunque la medición comercial de cada uno de los países del MER en su estado actual pueda ser considerada como parte del SIMECR, los procesos comerciales del RMER no pueden ser implementados sin las disposiciones que el PDC establece.

Consideramos que el PDC ha permitido que el Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco y el MER hayan sido armonizados y que los Agentes guatemaltecos puedan seguir participando del MER celebrando transacción con Agentes del resto de países de la región. Por lo que solicitamos que la CRIE incorpore el PDC al RMER y que este no sea considerado como un complemento.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

#### **G. COMPAÑÍA AGRICOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.**

“Consideramos adecuado y oportuno, que se establezca un período razonable para analizar con profundidad la regulación de los procesos comerciales del MER. En este sentido, creemos muy importante que desde ahora, se inicie el análisis de las implicaciones económicas y de operación, que tendría para los países que conforman el Mercado Regional, la posibilidad de realizar ofertas de inyección y retiro en cualquier nodo de la RTR y no únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control.

La posibilidad de realizar inyecciones y retiros en cualquier nodo de la RTR, implica que en cada sistema eléctrico de los países que conforman el Mercado Regional, se están extrapolando la operación del sistema nacional correspondiente con la operación del Mercado Regional, con las consecuencias para el Mercado Eléctrico Guatemalteco, y posiblemente para los otros países siguientes:

- a. La imposibilidad de realizar un despacho económico, al generarse la necesidad de establecer un flujo de inyección o retiro, en un nodo de la red nacional, el cual se estableció basado en un precio, que no precisamente corresponde a costos de operación. Esta situación implica que, la operación dentro del mercado Guatemalteco, perdería eficiencia, con el consecuente traslado de costos para la demanda.
- b. Las desviaciones en un nodo de las redes nacionales, no dependen únicamente del agente que inyecta en dicho nodo, sino, pueden ser causadas, por variaciones de la demanda nacional o de algún generador ajeno a la oferta de inyección y retiro. Al ser tratadas estas desviaciones, como desviaciones en la red regional y no como desviaciones de las redes nacionales, las mismas deberán ser liquidadas con los precios regionales y no con los costos nacionales, incrementando los riesgos para los oferentes y para el caso guatemalteco, encareciendo el costo eléctrico interno.
- c. La metodología de acceso y remuneración de la red de transmisión de Guatemala, así como el manejo de las congestiones y la planificación de la expansión de la red, han sido resueltas ya en la regulación guatemalteca, por medio de mecanismos financieros y de planificación. La extrapolación de otras metodologías dentro de la red de transmisión nacional, crearía situaciones complejas de difícil solución; las cuales ahora no se tienen. Además de crearse la posibilidad de restricciones adicionales debido a las capacidades de las redes de transmisión nacionales, aumentándose las dificultades para realizar transacciones regionales.
- d. Al ser la oferta realizada en un nodo, únicamente respaldada por las plantas generadores que inyectan energía en ese nodo, y no por la totalidad de plantas de cada país, se disminuye la cantidad de ofertas que se pueden realizar en el Mercado Regional, teniendo como resultado, un precio mayor del suministro ofertado. Por ende, estaría desincentivando el objetivo para el cual se realizó la interconexión regional del SIEPAC.
- e. Es importante mencionar que la medición comercial es crucial para consolidarse en la región, lo cual en el caso de Guatemala, ha permitido realizar operaciones de mercado tanto físicos y financieros, en más de 17 años que tiene la regulación de estar vigente,



incentivando la eficiencia del parque generador local. De igual forma se puede verificar que la tabla que se anexó en la nota donde los agentes del mercado han realizado el esfuerzo y cumplimiento del 100% al inventario vigente de los equipos de medición que cuentan con un SIMEC.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

#### **H. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM).**

“A través de la presente, el Administrador del Mercado Mayorista manifiesta su acuerdo con la propuesta contenida en el Anexo I de la resolución antes mencionada, y expresa su respaldo a la prórroga de la vigencia del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, dado que dicho procedimiento ha viabilizado en buena medida la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, permitiendo el buen funcionamiento del MER. Lo anterior ha sido especialmente cierto en lo que se refiere al funcionamiento de la modalidad financiera existente en algunos de los mercados nacionales, para el tratamiento de ofertas de oportunidad y contratos entre agentes, que se realiza independientemente del despacho de la generación y la coordinación de la operación en tiempo real.

Por lo expuesto y teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, así como lo establecido en el apartado 1.4.4.2 del Libro I del RMER, el Administrador del Mercado Mayorista solicita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica y a las demás instituciones regionales, que en la propuesta regulatoria para la implementación de los procesos comercial del MER a que se refiere el punto SEXTO de la resolución antes citada, se considere formalmente la evolución regulatoria del MER para operar de manera financiera los contratos entre agentes y las ofertas de oportunidad. Ello se hace necesario porque cada área de control debe optimizar el uso de sus recursos de generación pudiendo abastecer las transacciones regionales programadas al mínimo costo total de operación, sin incorporar limitaciones o ineficiencias en la operación de su mercado. Estas limitaciones o ineficiencias, se ponen de manifiesto en restricciones para el uso de la transmisión o en alteraciones al despacho económico, cuando se requiere que las ofertas al MER sean presentadas necesariamente en los nodos donde que se genera o se consume la energía objeto de la transacción.

Asimismo y derivado de lo anterior, se solicita que las Deviaciones en Tiempo Real Regionales sean determinadas por área de control, fundamentalmente porque las

desviaciones que ocurren tanto en la generación como en el consumo dentro de cada área, ya se toman en cuenta regulatoriamente y en la operación de los mercados nacionales; además, porque los sistemas de control automático de generación (AGC), están concebidos e implementados para mantener el balance generación-demanda en cada área de control y, en consecuencia, es en donde se tiene posibilidad de acción para mantener los flujos de potencia lo más cerca posible a los programas de intercambio neto regionales. Por lo antes expuesto, únicamente debieran contabilizarse como desviaciones regionales, las que se registran en los intercambios netos por áreas de control.”

**Respuesta CRIE:** Se observa que el AMM está de acuerdo con el documento en consulta y adicionalmente se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

#### **I. POLIWATT LIMITADA, POLIWATT LIMITADA SUCURSAL EL SALVADOR, PUERTO QUETZAL POWER LLC (PQP) y RENACE, S.A.**

“Consideramos adecuado y oportuno, que se establezca un período razonable para analizar con profundidad la regulación de los procesos comerciales del MER. En este sentido, creemos muy importante que desde ahora, se inicie el análisis de las implicaciones económicas y de operación, que tendría para los países que conforman el Mercado Regional, la posibilidad de realizar ofertas de inyección y retiro en cualquier nodo de la RTR y no únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control. Lo anterior, tomando en cuenta, que la necesidad de implementar en su momento el Procedimiento de Detalle Complementario PDC al RMER surgió del resultado de los análisis realizados que identificaron incompatibilidad en los procesos comerciales establecidos en el RMER y los mercados locales y no únicamente por falta de implementación del Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR.

1. Consideramos que aunque la medición comercial de cada uno de los países del MER en su estado actual pueda ser considerada como parte del SIMECR, las incompatibilidades identificadas en los procesos comerciales del RMER no terminan de ser corregidas y por lo tanto una modificación como se pretende del PDC en este momento es improcedente.
2. Hemos identificado que la propuesta de modificación del PDC, en el caso del Mercado Mayorista de Guatemala traerá consecuencias negativas, pues las reglas regionales del RMER entran en contradicción con el modelo de despacho de costo variable de generación local, el cual como principio regulatorio considera que el despacho económico de carga es independiente de cualquier condición contractual informada. En



términos generales nuestro modelo es un modelo de transacciones de carácter “financiero”, y se estaría introduciendo un concepto de despacho físico de transacciones informadas, el cual afecta el concepto de suministro de energía eléctrica al mínimo costo, tal como nuestra regulación local lo manda, incrementando el uso ineficiente de los recursos de generación, produciendo sobrecostos innecesarios que afectarían a todos los Participantes del Mercado Mayorista, incluyendo a los usuarios de tarifa regulada, pues las desviaciones en los nodos de la RTR se incrementarían significativamente. Esta situación esperada es contraria al objetivo plasmado en el RMER, el cual en el Libro I de los aspectos generales indica lo siguiente: “I3 Objetivos del MER. En concordancia con los fines del Tratado Marco, el MER tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. 1.3.2 Para alcanzar el anterior propósito, los objetivos del MER son los siguientes: a) Optimización de los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad; b) Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional; c) Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional; d) Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad; e) Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño; y f) Promover la participación competitiva del sector privado.” Por lo tanto, dicha propuesta claramente estaría violando los objetivos planteados en el RMER de beneficiar a los habitantes de los países miembros del MER mediante un abastecimiento económico y oportuno, afectando la optimización de los recursos de generación para el abastecimiento regional, y por lo tanto degradando la eficiencia económica de suministro de electricidad.

En conclusión, nuestra opinión se dirige a que el PDC no debe ser modificado mientras las condiciones de incompatibilidad regulatoria entre el RMER y los mercados y sistemas locales persistan, pues claramente viola los objetivos del RMER. El PDC tal y como ha venido funcionando debe mantenerse como herramienta de coordinación de las transacciones regionales entre los mercados y sistemas nacionales existentes, sin que medie modificación alguna preservando los objetivos del MER.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

## **J. HIDROTAMA, S.A**

1. “Al momento de desarrollar regulación de implementación permanente de los sistemas de medición, así como de la operación de los sistemas en general, se considere que, es finalidad del Tratado Marco buscar un cumplimiento gradual y coordinado de la regulación y sistemas regionales.
2. El Estado de Guatemala y sus agentes han manifestado en numerosas ocasiones, que la aplicación de lo contenido en varios apartados del RMER, pero en particular, aquello relativo al numeral 5 y anexo 3 del Libro II implica una modificación o pérdida completa de la operatividad actual que existe sobre esas materias en la regulación local. Han manifestado también que las soluciones dadas en el PDC solventan en buena medida dicho riesgo.
3. Se debe considerar además que la naturaleza del tratado de integración que da vida al MER, no busca un supranacionalismo y en ningún momento del desarrollo del marco regulatorio los países han cedido su soberanía sobre sus propios sistemas o bien acordado subsumir sus marcos normativos, fines y principios locales a aquellos que determine el Tratado y sus Protocolos.
4. Es importante aclarar, que en material de derecho comunitario, el derecho emanado de las instituciones comunitarias prevalecerá sobre el derecho nacional únicamente cuando la cesión de soberanía se haya hecho así por los estados miembros y de manera expresa.
5. De no ser este el caso, para que existan normativas de aplicación directa, no se podrá presumir que la aplicación de la regulación comunitaria tenga fuerza suficiente, por el hecho de su existencia, de privar o prevenir la eficacia del ordenamiento jurídico local.
6. Por lo anterior, cualquier propuesta regulatoria que se presente dentro de los 6 meses acordados, así como cualquier otra propuesta regulatoria, que tenga el potencial de implicar necesariamente para un país miembro la modificación o retro de sus normas locales, deberá ser acordada con éste y no impuesta para poder ser dotada de validez.”

**Respuesta CRIE:** El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, fue suscrito dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana SICA, en el cual, “...*los Estados de la región han manifestado su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica*”, y dentro de dicho Tratado, al artículo 19 se creó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, como “...*el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional...*”, y en su artículo 23 se le atribuyó a la CRIE la facultad de: “...*Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios...*”, es decir, que se le creó un ámbito de competencia definido como “...*el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta*”



*de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en una infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional”, (artículo 4, Tratado Marco).*

Adicionalmente, tanto el Tratado Marco como sus Protocolos, han sido incorporados a las legislaciones nacionales de sus Estados Parte mediante los mecanismos constitucionales de cada uno, que implican el reconocimiento por parte de sus Asambleas Legislativas y la ratificación por parte del Poder Ejecutivo. Esto significa que tanto el Tratado Marco, como sus Protocolos, como los reglamentos y resoluciones que emite la CRIE son ley para las partes miembros del Tratado Marco en el ámbito del MER, tal y como quedó definido en el artículo 4 citado en el párrafo anterior.

Así, las disposiciones que se dictan dentro del marco del Tratado citado no pueden constituir la subsumisión de los marcos normativos, pues pertenecen a esferas jurídicas distintas. Recordemos que debido a ello es que, oportunamente, cada país desarrolló sus propias interfaces para poder cumplir con los compromisos adquiridos mediante la firma y ratificación del Tratado Marco y sus Protocolos. Queda claro que las disposiciones que dicta la CRIE pertenecen al ámbito del Mercado Eléctrico Regional, y atañen y afectan únicamente a esta esfera de competencia.

Tomando en cuenta estos aspectos jurídicos de primera importancia, es que la CRIE ha decidido que el PDC continúe vigente, libre del límite de los 36 meses originalmente fijados, pues ha resultado una herramienta valiosa para habilitar ciertos procedimientos técnicos y comerciales del RMER en las circunstancias actuales del MER. Es necesario señalar adicionalmente, que de acuerdo a las últimas evaluaciones realizadas por el EOR, se prevé que bajo la situación actual del SIMECR en la región, no será posible finalizar al 31 de mayo de 2016 (fecha original de finalización de la Fase I del SIMECR, Sección primera del PDC), la adecuación de los sistemas de medición comercial que conformarían el SIMECR, conforme los requerimientos técnicos establecidos en el RMER. Por lo que se ha considerado necesario que permanezca vigente el citado PDC, hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER.

#### **EMPRESA DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DEL INDE –ECO–.**

- a. “Al momento de desarrollar regulación de implementación permanente de los sistemas de medición, así como de la operación de los sistemas en general, se considere: que es finalidad del Tratado Marco buscar un cumplimiento gradual y coordinado de la regulación y sistemas regionales.

- b. Los Agentes de Guatemala han manifestado en diferentes oportunidades, que la aplicación de lo contenido en varios apartados del RMER, pero en particular, aquello relativo al numeral 5 y anexo 3 del Libro II, representaría una modificación o pérdida completa de la operatividad actual que existe sobre esas materias en la regulación local. De igual manera, han indicado que las soluciones dadas en el PDC solventan en buena medida dicho riesgo.
- c. Se debe tomar en cuenta que las características del tratado de integración que originó al MER, no busca que se cedan atribuciones de los gobiernos y en ningún momento del desarrollo del marco regulatorio, los países han cedido su soberanía sobre sus propios sistemas o bien acordado subsumir sus marcos normativos, fines y principios locales a aquellos que determine el Tratado y sus Protocolos.
- d. De lo anterior, las propuestas regulatorias que se presente dentro de los 6 meses acordados, así como cualquier, que tenga el potencial de implicar necesariamente para un país miembro los ajustes de sus normas locales, deberá ser acordada con éste y no de manera impuesta para que sea válida.”

**Respuesta CRIE:** El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, fue suscrito dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana SICA, en el cual, “...*los Estados de la región han manifestado su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica*”, y dentro de dicho Tratado, al artículo 19 se creó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, como “...*el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional...*”, y en su artículo 23 se le atribuyó a la CRIE la facultad de: “...*Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios...*”, es decir, que se le creó un ámbito de competencia definido como “...*el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en una infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional*”, (artículo 4, Tratado Marco).

Adicionalmente, tanto el Tratado Marco como sus Protocolos, han sido incorporados a las legislaciones nacionales de sus Estados Parte mediante los mecanismos constitucionales de cada uno, que implican el reconocimiento por parte de sus Asambleas Legislativas y la ratificación por parte del Poder Ejecutivo. Esto significa que tanto el Tratado Marco, como sus Protocolos, como los reglamentos y resoluciones que emite la CRIE son ley para las partes miembro del Tratado Marco, en el ámbito del MER, tal y como quedó definido en el artículo 4 citado en el párrafo anterior.



Así, las disposiciones que se dictan dentro del marco del Tratado citado no pueden constituir la subsumisión de los marcos normativos, pues pertenecen a esferas jurídicas distintas. Recordemos que debido a ello es que oportunamente, cada país desarrolló sus propias interfaces para poder cumplir con los compromisos adquiridos mediante la firma y ratificación del Tratado Marco y sus Protocolos. Queda claro que las disposiciones que dicta la CRIE pertenecen al ámbito del Mercado Eléctrico Regional, y atañen y afectan únicamente a esta esfera de competencia.

Tomando en cuenta estos aspectos jurídicos de primera importancia, es que la CRIE ha decidido que el PDC continúe vigente, libre del límite de los 36 meses originalmente fijados, pues ha resultado una herramienta valiosa para habilitar ciertos procedimientos técnicos y comerciales del RMER en las circunstancias actuales del MER. Es necesario señalar adicionalmente, que de acuerdo a las últimas evaluaciones realizadas por el EOR, se prevé que bajo la situación actual del SIMECR en la región, no será posible finalizar al 31 de mayo de 2016 (fecha original de finalización de la Fase I del SIMECR, Sección primera del PDC), la adecuación de los sistemas de medición comercial que conformarían el SIMECR, conforme los requerimientos técnicos establecidos en el RMER. Por lo que se ha considerado necesario que permanezca vigente el citado PDC, hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER.

#### **K. COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA PARA EL DESARROLLO, S.A (CED).**

“Respecto al Anexo 1 Numeral Tercero en el cual se indica que el PDC al RMER y sus modificaciones se mantendrá vigente hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, para lo cual se establece un período de doce (12) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución”. Consideramos adecuado que se establezca un período razonable para analizar los aspectos relacionados con la regulación de los procesos comerciales del MER, es importante que el análisis considere las implicaciones económicas y de operación que tendría para los países que conforman el Mercado Regional.

En el resuelve SEXTO se instruye al equipo técnico de la CRIE para que prepare en un término de seis meses, una propuesta de homologación regulatoria que permite utilizar los sistemas de medición nacional existentes para los procesos comerciales del MER. Al respecto atentamente les solicitamos considerar que:

1. El Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco es financiero, es decir que el balance entre demanda y generación se obtiene mediante un despacho económico bajo la premisa de minimizar el costo total de la operación y no considera restricciones originadas por compromisos celebrados entre Agentes.
2. Los procesos comerciales que el RMER establece, no son compatibles con la característica del Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco descrita en el literal



anterior, toda vez que al definir que los Agentes deben colocar sus ofertas de inyección y retiro en los nodos de generación o de demanda según sea el caso, se producen los siguientes efectos:

- a. Los Agentes Comercializadores serían excluidos del MER debido a que no podrán efectuar exportaciones con energía tomada del Mercado de Oportunidad. Por su naturaleza un Comercializador no posee activos de generación que le permitan respaldar inyecciones de energía en un “nodo de generación” de la Red de Transmisión Regional.
  - b. Los Agentes Generadores que resulten despachados para cubrir la demanda nacional también serían excluidos del MER, ya que no podrán tomar energía del Mercado de Oportunidad para efectuar exportaciones y la energía que estarían produciendo no podría ser ofrecida para cubrir una exportación regional.
  - c. Las desviaciones de control se verificarán en los nodos de inyección y retiro y se liquidarán directamente a los Agentes con ofertas de inyección o retiro asociadas a los nodos que resulten con desviaciones de control. Esta práctica impediría seguir con el tratamiento que actualmente se le da a las desviaciones, práctica que consiste en que estas se liquidan a los compradores y los vendedores del Mercado Spot según sea el caso. Por lo tanto se agregaría a las transacciones del MER riesgos imponderables que las limitarán aún más.
3. La necesidad de implementar el PDC al RMER, surgió al no existir compatibilidad entre los procesos comerciales establecidos en el RMER y el Mercado Mayorista guatemalteco por las razones expuestas en el literal anterior, no surgió únicamente por no tener implementado Sistema de Medición Regional SIMECR. De esta cuenta, consideramos que aunque la medición comercial de cada uno de los países del MER en su estado actual pueda ser considerada como parte del SIMECR, los procesos comerciales del RMER no pueden ser implementados sin las disposiciones que el PDC establece.

Consideramos que el PDC ha permitido que el Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco y el MER hayan sido armonizados y que los Agentes guatemaltecos puedan seguir participando del MER celebrando transacciones con Agentes del resto de países de la región. Por lo que solicitamos que la CRIE incorpore el PDC al RMER y que este no sea considerado como un complemento.”

**Respuesta CRIE:** El Agente del MER CED, se manifiesta a favor de la propuesta planteada en el documento en consulta y adicionalmente, se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.



No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

#### **L. ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR).**

- a. “El EOR está ejecutando la hoja de ruta para el desarrollo de la propuesta regulatoria “Implementación de todos los procesos comerciales del MER (predespacho, Conciliación Diaria Programada y Conciliación de Desviaciones en Tiempo Real), en los nodos de la RTR más los nodos de las redes nacionales utilizadas para el Predespacho Nacional, que cuenten con un SIMEC.

Dicha hoja de ruta considera un plazo de doce meses a partir del 1 de junio de 2016, para que el EOR prepare la propuesta regulatoria, y realice con la empresa INDRA las adecuaciones tecnológicas y pruebas internas necesarias para verificar el funcionamiento de la propuesta.

- b. De manera complementaria al plazo indicado en el literal “a” se somete a su consideración evaluar la necesidad de un plazo, para las pruebas de funcionalidad de los nuevos cambios regulatorios por parte de los OS/OM y los Agentes, así como también para que las instituciones nacionales desarrollen posteriormente al plazo de 12 meses antes indicado, las interfaces técnicas, comerciales y regulatorias necesarias con sus respectivas pruebas. Se estima por experiencia que este plazo es de aproximadamente seis meses.”

**Respuesta CRIE:** El EOR solicita que el PDC se prorrogue por seis meses más, es decir, por un total de 18 meses. Esta solicitud se fundamenta en una propuesta de regulación que aún no ha sido desarrollada, por lo que la recomendación de prórroga no puede ser considerada.

#### **M. DUKE ENERGY y CIA, S.C.A.**

“Estamos de acuerdo que se establezca este período de prórroga de doce meses, tiempo que ha de aprovecharse para analizar con profundidad la regulación de los procesos comerciales del MER. En este sentido, creemos muy importante que desde ahora, se inicie el análisis de las implicaciones económicas y de operación, que tendría para los países que conforman el Mercado Regional, la posibilidad de realizar ofertas de inyección y retiro en cualquier nodo de la RTR y no únicamente en los nodos de enlace entre áreas de control.”

**Respuesta CRIE:** El Agente del MER DUKE ENERGY, se manifiesta a favor de la propuesta planteada en el documento en consulta y adicionalmente solicita que se analicen las implicaciones de poder ofertas en cualquier nodo de la RTR, dicha recomendación será considerada en la elaboración de la propuesta que se instruye mediante el Resuelve Tercero.

## **N. JAGUAR ENERGY GUATEMALA, LLC.**

1. “Se considera adecuado y oportuno ampliar la vigencia de la “Sección Segunda Procesos Comerciales” del PDC. Se está de acuerdo parcialmente en el plazo de ampliación de 12 meses, ya que creemos que lo establecido en el PDC debe incorporarse de forma definitiva y permanente en el Marco Legal Regional derivado de sus múltiples y comprobadas ventajas para el funcionamiento armónico de los distintos Mercados Mayoristas que subsisten en cada país firmante del Tratado.
2. Se considera adecuada la derogación de la “Sección Primera” del PDC. Esta acertada decisión debe ratificarse derogando del RMER los requerimientos de medición comercial en cada Nodo de la RTR, ya que esta disposición ha sido una de las principales razones por la cual el RMER no pueda implementarse de forma plena. Al día de hoy el MER continua sin los principales instrumentos de mercado que faltaban en el Reglamento Transitorio del MER –RTMER-, es decir no se tienen Contratos Firmes de Largo Plazo y certeza en el costo del uso de la capacidad de transmisión regional.
3. No estamos de acuerdo en que CRIE continúe en la línea de utilizar los sistemas de medición nacional para su utilización en los procesos comerciales del MER. Esto aumentaría las asimetrías y la falta de reciprocidad existente en los seis distintos mercados mayoristas de cada país firmante del Tratado. Pretender implementar todos los procesos comerciales como está actualmente establecido en el RMER, es continuar en la línea de un mercado con transacciones físicas que requieren de un “flujo de carga”, que harían innecesariamente más complejas las transacciones en el mercado Guatemalteco y atrasaría más la implementación de los Contratos Firmes regionales. Se solicita a CRIE desistir de la propuesta de homologación regulatoria que permita utilizar la RTR + redes nacionales en los procesos comerciales del MER.”

**Respuesta CRIE:** El Agente del MER JAGUAR ENERGY, manifiesta que el PDC debe formar parte del RMER y solicita que se deroguen los requerimientos de medición comercial en cada nodo de la RTR, esta solicitud implica una modificación mayor al RMER, por lo que debe seguir el procedimiento correspondiente establecido en el RMER.

## **O. BIOMASS ENERGY, S.A.**

“Respecto al Anexo 1 Numeral Tercero en el cual se indica “Declarar que el PDC al RMER y sus modificaciones se mantendrá vigente hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, para lo cual se establece un período de doce meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución”. Considero adecuado que se establezca un período razonable para analizar los aspectos relacionados con la regulación de los procesos comerciales del MER, es importante que el análisis considere las

implicaciones económicas y de operación que tendría para los países que conforman el Mercado Regional.

La Posibilidad de realizar inyecciones y retiros en cualquier nodo de la RTR, implica que en cada sistema eléctrico de los países que conforman el Mercado Regional, se están extrapolando la operación del sistema nacional correspondiente con la operación del Mercado Regional, con las consecuencias para el Mercado Eléctrico Guatemalteco, y posiblemente para los otros países siguientes:

- a. La imposibilidad de realizar un despacho económico, al generarse la necesidad de establecer un flujo de inyección o retiro, en un nodo de la red nacional, el cual se estableció basado en un precio, que no precisamente corresponde a costos de operación. Esta situación implica que, la operación dentro del mercado Guatemalteco, perdería eficiencia, con el consecuente traslado de costos para los consumidores guatemaltecos.
- b. Las desviaciones en un nodo de las redes nacionales, no dependen únicamente del agente que inyecta en dicho nodo, sino, pueden ser causadas, por variaciones de la demanda nacional o de algún generador ajeno a la oferta de inyección y retiro. Al ser tratadas estas desviaciones, como desviaciones en la red regional y no como desviaciones de las redes nacionales, las mismas deberán ser liquidadas con los precios regionales y no con los costos nacionales, incrementando los riesgos para los oferentes y para el caso guatemalteco, encareciendo el costo eléctrico interno.
- c. La metodología de acceso y remuneración de la red de transmisión de Guatemala, así como el manejo de las congestiones y la planificación de la expansión de la red, han sido resueltas ya en la regulación guatemalteca, por medio de mecanismos financieros y de planificación. La extrapolación de otras metodologías dentro de la red de transmisión nacional, crearía situaciones complejas de difícil solución; las cuales ahora no se tienen. Además de crearse la posibilidad de restricciones adicionales debido a las capacidades de las redes de transmisión nacionales, aumentándose las dificultades para realizar transacciones regionales.
- d. Al ser la oferta realizada en un nodo, únicamente respaldada por las plantas generadoras que inyectan energía en ese nodo, y no por la totalidad de plantas de cada país, se disminuye la cantidad de ofertas que se pueden realizar en el Mercado Regional, teniendo como resultado, un precio mayor del suministro ofertado.
- e. Los Agentes Generadores que resulten despachados para cubrir la demanda nacional también serían excluidos del MER, ya que no podrán tomar energía del Mercado de Oportunidad para efectuar exportaciones y la energía que estarían produciendo no podría ser ofrecida para cubrir una exportación regional.



En el resuelve SEXTO se instruye al equipo técnico de la CRIE para que prepare en un término de seis meses, una propuesta de homologación regulatoria que permite utilizar los sistemas de medición nacional existentes para los procesos comerciales del MER. Al respecto atentamente les solicitamos considerar que:

- a. El Mercado Mayorista de Electricidad guatemalteco es financiero, es decir que el balance entre demanda y generación se obtiene mediante un despacho económico bajo la premisa de minimizar el costo total de la operación y no considera restricciones originadas por compromisos celebrados entre Agentes.
- b. La necesidad de implementar el PDC al RMER, surgió al no existir compatibilidad entre los procesos comerciales establecidos en el RMER y el Mercado Mayorista guatemalteco por las razones expuestas en el literal anterior, no surgió únicamente por no tener implementado Sistema de Medición Regional SIMECR. De esta cuenta, consideramos que aunque la medición comercial de cada uno de los países del MER en su estado actual pueda ser considerada como parte del SIMECR, los procesos comerciales del RMER no pueden ser implementados sin las disposiciones que el PDC establece.”

**Respuesta CRIE:** No se observan comentarios u observaciones al contenido del documento en consulta, sin embargo se identifican comentarios y recomendaciones relacionadas con una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER que aún no se ha desarrollado.

No obstante, dado que en el Resuelve TERCERO del documento en consulta se menciona que el PDC estará vigente hasta que se implemente una nueva propuesta, dichos comentarios y recomendaciones serán tomados en cuenta durante el proceso de elaboración de la misma.

## VI

Que durante el proceso de audiencia pública 02-2016 participaron 17 entidades de Guatemala (85%), 2 entidades de El Salvador (10%) y el EOR a nivel regional (5%), no recibándose ningún comentario en contra del contenido del documento en consulta. Cuatro de los participantes expresaron explícitamente estar de acuerdo con el documento en consulta. En consecuencia, habiéndose agotado el procedimiento fijado por la normativa regional vigente, es procedente aprobar y aplicar la propuesta de modificación al Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, de acuerdo con el proyecto sometido a discusión, en el que se consideren los comentarios y recomendaciones recibidas.

## VII

Que en virtud de la modificación que por medio de la presente resolución se realiza al Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, todas las referencias a la Fase I del SIMECR quedarán derogadas, tanto en el propio texto del PDC como de cualquier resolución de la CRIE en la que se haga referencia a dicha Fase I, garantizando de esta forma la continuidad

de los procesos comerciales de acuerdo a lo establecido en la Sección Segunda del PDC, con la última finalidad de no interferir en la dinámica actual de transacciones comerciales en la región. Asimismo, con respecto al nuevo plazo de vigencia del PDC, es importante señalar que dentro de éste periodo se realizarán las discusiones relativas a la operatividad de los procesos comerciales con el EOR, plazos de pruebas que el EOR hará en coordinación con los OS&M y los agentes del Mercado, así como los tiempos para la elaboración de las interfaces regulatorias nacionales, las cuales deben ser ampliamente discutidas con los Agentes y con el Regulador de cada país, de forma que agotado el plazo señalado todo esté listo para funcionar si la normativa complementaria.

## VIII

Que en Sesión a Distancia No. 79, del 20 de mayo de 2016, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, sobre la base del informe GM-GJ 02-05-2016, de fecha 03 de mayo de 2016, que recomendó la aprobación de la propuesta de “Modificación del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER”, acordó dictar la presente resolución.

### POR TANTO:

Con base en lo considerado, normas citadas y en ejercicio de las facultades que como ente regulador y normativo le confieren los artículos 19, 22 y 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y en la resolución CRIE-08-2016, habiéndose cumplido con el procedimiento previsto para la toma de acuerdos y resoluciones por la Junta de Comisionados;

### RESUELVE:

**PRIMERO. PRIMERO: ACOGER** la recomendación de las Gerencias de Mercado y Jurídica de la CRIE, incluida en el informe No. GM-GJ-02-05-2016, de fecha 03 de mayo de 2016, que sirve como fundamento de la presente resolución.

**SEGUNDO: DEROGAR** la “Sección Primera. Definición de la Fase I del SIMECR”, del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER.

**TERCERO. MODIFICAR** el título de la “Sección Segunda” del Procedimiento de Detalle Complementario al RMER, el cual queda así:

“Sección Segunda  
PROCESOS COMERCIALES”

**CUARTO. DECLARAR** que el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER y sus modificaciones se mantendrá vigente hasta tanto se implemente una nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, para lo cual se establece un periodo de doce (12) meses a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

**QUINTO. COMUNICAR** que durante el proceso de desarrollo de la nueva propuesta de regulación de los procesos comerciales del MER, la CRIE tomará en cuenta los comentarios y recomendaciones recibidas durante el proceso de consulta pública convocado mediante resolución CRIE-17-2016 y lo dispuesto en el punto resolutivo SEXTO de dicha resolución.

**SEXTO.** Queda derogada y sin efecto cualquier otra norma o disposición contraria al contenido de la presente resolución.

**SÉPTIMO. VIGENCIA.** La presente resolución cobrará vigencia al momento de su publicación en la página web de la CRIE.

**PUBLÍQUESE**, en la página web de la CRIE.

**NOTIFIQUESE** al Ente Operador Regional -EOR-.”

Quedando contenida la presente certificación en veintinueve (29) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día miércoles veinticinco (25) de mayo de dos mil dieciséis.

Giovanni Hernández  
Secretario Ejecutivo

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