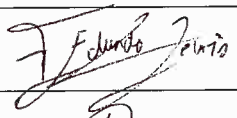
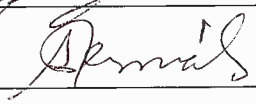
SUPERVISIÓN Y VIGILANCIA DEL MER

ANÁLISIS DE EFECTOS FINANCIEROS POR INCREMENTO EN RENTAS CONGESTIÓN RELACIONADAS CON OFERTAS DE FLEXIBILIDAD CON PRECIOS INUSUALMENTE BAJOS EN EL AÑO 2017.

INFORME SV-029-2018	
Responsables	Firma
Félix Zelaya	
Sonia Fernández	

22 de marzo de 2018

Contenido

1. ANTECEDENTES 3
2. DESARROLLO DE CONTRATOS FIRMES EN EL MER. 3
3. LAS RENTAS DE CONGESTION 5
4. NORMATIVA APLICABLE A AGENTES TRANSMISORES 7
5. LIMITACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN 10
   5.1 NICARAGUA 10
   5.2 PANAMÁ 13
   5.3 COSTA RICA 14
   5.4 EL SALVADOR 14
6. BALANCE FINANCIERO DEL AÑO 2017 15
7. ANÁLISIS REGULATORIO DE OFERTAS EN EL RMER 21
8. CONCLUSIONES 22
9. RECOMENDACIONES 23

ANEXO A. SUPERVISIÓN DEL MER RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN 24

ANEXO B. SUPERVISIÓN DEL MER, RENTAS DE CONGESTIÓN 26

1. ANTECEDENTES

Se presenta un análisis complementario a los presentados por Supervisión y Vigilancia en los Informes:
SV-014-2017 del 20 de marzo de 2017 *ANÁLISIS DE OFERTAS CON PRECIOS INUSUALMENTE BAJOS QUE IMPACTAN EN LOS CARGOS DE TRANSMISIÓN* y

SV-044-2017 del 28 de julio de 2017 *ANÁLISIS DE OFERTAS DE INYECCIÓN CON PRECIOS INUSUALMENTE BAJOS EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD REGIONAL A JUNIO 2017.*

Dicho análisis se realiza bajo el concepto de las Rentas de Congestión (RC) desarrollado en el Mercado Eléctrico Regional (MER), incluyendo la actualización del impacto que han ocasionado los diferenciales de precios nodales sobre su cálculo y que han sido monitoreados durante todo el año 2017 y los efectos, a la vez, en los cargos por transmisión, CMORC y Cargo Variable de Transmisión (CVT).

2. DESARROLLO DE CONTRATOS FIRMES EN EL MER.

Se procede con el análisis del *INFORME DE DISEÑO DE DETALLE DEL MER Versión Final de Octubre 2004* en lo que se refiere al Mercado de Contratos Regional. Este se desarrolla con el objeto de brindar instrumentos de manejo del riesgo a vendedores y compradores de energía en el MER, con el fin de promover el comercio de energía eléctrica en la región y el desarrollo de inversiones y expansiones regionales, tanto en el campo de la generación, como *en el de la infraestructura de transmisión que se requiera.*

Las partes tendrán libertad para definir los compromisos contractuales que adquieren, de manera que se reduzca la percepción del riesgo de las partes involucradas, y por tanto, se obtengan precios y condiciones que fomenten la competencia en el mercado.

Según este diseño las principales ventajas de establecer un Mercado de Contratos Regional son las siguientes:

- Disminuir el riesgo para el vendedor, asegurando la venta de una cantidad de energía y el precio al cual coloca dicha energía en el mercado, incluyendo la posibilidad de cubrir la componente variable del pago por la transmisión.

- Disminuir el riesgo para el comprador, permitiendo garantizar el suministro de la energía, y el precio de compra de la misma, incluyendo la posibilidad de cubrir la componente variable del pago por la transmisión.

- Con respecto a los transmisores, se aseguran sus ingresos.

En base a esto, se desarrollaron en el Libro II del RMER las siguientes características de los Contratos Firmes:

1.3.2.3 Los Contratos Firmes deben tener asociados derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro. Los Contratos No Firmes del tipo Físico Flexible pueden tener asociadas ofertas de pago máximo por CVT y/o ofertas de flexibilidad asociadas a la energía comprometida en el contrato.

1.3.3.1 Los términos, precios y condiciones de los contratos regionales serán libremente pactados entre las partes compradora y vendedora, con sujeción a los requerimientos establecidos en este Libro.

1.3.4.4 (Del predespacho) *Los Contratos Firmes regionales tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER, la energía requerida por el comprador de dichos contratos sólo podrá ser reducida en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales;*

1.3.1.5Los compromisos adquiridos en el Mercado de Contratos Regional podrán cumplirse por medio de inyecciones y retiros de energía en el Mercado de Oportunidad Regional.

5.2.4 Cada OS/OM deberá poner todos los días a consideración del EOR las ofertas de flexibilidad de los Contratos Firmes de la parte vendedora, así como las ofertas de flexibilidad de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, provenientes de los agentes de su país. Igualmente, informará las ofertas de pago máximo por CVT que sus agentes con Contratos No Firmes Físicos Flexibles hayan efectuado.

De acuerdo con lo anterior, siendo que los contratos firmes son contratos financieros, el agente vendedor podrá cubrir su compromiso contractual, con generación propia que inyecte a la RTR como resultado del predespacho regional, y/o con compras en el Mercado de Oportunidad Regional, si como resultado del predespacho su inyección es inferior a dicho compromiso.

De acuerdo con la regulación regional, los compromisos contractuales en el MER sólo serán reducidos en el predespacho o redespacho respectivo cuando:

- la energía no pueda ser entregada en el nodo del comprador por existir restricciones en la capacidad física de transmisión de la RTR y no hay disponibilidad de inyección en el Mercado de Oportunidad Regional en dicho nodo;
- por el cumplimiento de los criterios de seguridad y calidad regionales;

Lo anterior implica que es la parte vendedora quien asume el riesgo de precios en el Mercado de Oportunidad Regional para cumplir su compromiso contractual, siempre que sea técnicamente factible y con independencia del precio del Mercado de Oportunidad Regional que resulte para la atención del compromiso en el nodo de retiro. Los Derechos de Transmisión reducen el riesgo en lo que se refiere a la transmisión.

Prioridad de Despacho de los Contratos

En caso de presentarse insuficiencia de ofertas en el MER o imposibilidad técnica de la RTR para que se cumplan los compromisos contractuales, el orden de prioridad para el despacho de los contratos será el siguiente: Los Contratos Firmes tendrán la máxima prioridad, los Contratos Firmes se atenderán procurando maximizar los retiros totales en el MER, es decir, se optimizará el uso de la red de manera que se pueda atender al máximo los compromisos contractuales firmes adquiridos.

3. LAS RENTAS DE CONGESTION

Las Rentas de Congestión se asocian a las rentas originadas en un sistema de transmisión cuando las líneas han llegado a su límite de capacidad de transporte de energía.

Físicamente la congestión en la red se da por límites térmicos de líneas, restricciones operativas de voltaje y estabilidad del sistema, limitación que hace se supla la demanda con energía más cara que la disponible y se altere el despacho económico. Esto ocasiona que la diferencia entre los precios de los nodos de la línea congestionada se incremente.

De esta manera, las Rentas de Congestión en el sistema eléctrico se traducen en excedentes económicos originados en una transacción por las diferencias de precios nodales y siempre son asociadas a restricciones de la red de transmisión.

De acuerdo con el Informe de Diseño del MER, sobre las Rentas de Congestión se indicó lo siguiente: *para cada contrato, con independencia del flujo físico entre el nodo de inyección y nodo de retiro, los agentes contratantes pagarán la diferencia de precios nodales multiplicada por la magnitud comprometida en el contrato.*

De esta forma, dicha suma cubrirá los siguientes conceptos relacionados con el cumplimiento del contrato en el nodo del comprador:

- el costo asociado de la congestión en la RTR que resulta asignado a los flujos físicos resultantes del predespacho regional;
- las pérdidas marginales de la RTR asociadas;
- el cumplimiento del contrato en el nodo del agente comprador, ya que al contar con un CF se le asocia al agente ninguna transacción de compra (hasta la magnitud contratada) en el Mercado de Oportunidad de Regional.

En el apartado de definiciones del Libro I del RMER se define lo siguiente:

> ***Renta de Congestión***
> Es la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del *Derecho de Transmisión* menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del *Derecho de Transmisión.*

En el Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión, se establece que:

- Un DF está siempre asociado a un Contrato Firme y es un DT que asigna a su titular, durante el período de validez, el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR y el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión.

- Calculada esta, según el resultado de la diferencia del producto del precio nodal de retiro resultante del predespacho o redespacho regional por la potencia de retiro menos el producto del precio nodal de inyección resultante del predespacho o redespacho regional por la potencia de inyección.

- La potencia de inyección y la potencia de retiro del DF son fijas por el período de validez de del DF.

De esta manera el resultado mensual de estos cargos se obtiene como la integración de los cargos (negativos o positivos) horarios y el monto mensual resultante se asignará según lo desarrollado en el numeral D9 del Anexo de dicho procedimiento.

Sin embargo, se ha observado que en el MER que el valor de las ofertas de inyección que realizan los agentes con CF influyen de gran manera en los precios nodales resultantes, por lo que esta Unidad ha dado seguimiento a los precios de las ofertas de inyección y de retiro con que se calculan las rentas de congestión en el MER.

Considerando el monitoreo realizado a las restricciones de transmisión y sus efectos en los precios del MER (ver Anexos 1 y 2), se ha observado el efecto en el valor de las rentas de congestión ante lo siguiente:

- Los agentes vendedores con CF, con excepción de época seca, realizaron ofertas de flexibilidad (inyección) durante todos los períodos de mercado del 2017 con precios de 0US$/MWh. Esta energía se estuvo despachando para cumplir con su compromiso contractual.

- Estas ofertas son realizadas con precios que representan costos de oportunidad de vertimiento (0US$/MWh), no un costo variable de generación, provocando distorsiones que llevan a diferenciales de precios desproporcionados y no son precios representativos del mercado.

- Debido a diferentes factores producen restricciones de la capacidad de transmisión que limitan la exportación o inyección al MER, en el predespacho regional se programan únicamente las ofertas de los contratos firmes, lo que hace que estas fijen precios nodales de ofertas de flexibilidad con precios inusualmente bajos y de 0US$/MWh, ocasionando rentas de congestión por las diferencias con respecto a las ofertas de retiro.

Se puede concluir que la formación de las rentas de congestión en el esquema tal como está desarrollado no depende exclusivamente de las restricciones de transmisión y, en cambio, depende del precio de oferta de flexibilidad del CF que inyecta y que fija precios nodales inusualmente bajos con respecto a los precios de nodo de retiro.

Adicionalmente, relativo a los Cargos en el Mercado de Oportunidad Regional de los Compromisos Contractuales, según el numeral A4.3.1 del Anexo 4 del Libro II del RMER establece que *"el agente que designen las partes de un contrato, sea el comprador o el vendedor, será responsable de los cargos en el Mercado de Oportunidad Regional asociados al cumplimiento del compromiso contractual, como se define a continuación para cada período de mercado:*

$$CMORCi = CCi \times [PExAret - PExAiny]$$

Donde:

CMORCi: Cargo en el *Mercado de Oportunidad Regional* asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual, asignado al *agente i*. En caso que el CMORCi sea negativo, corresponde a un abono.

CC*i*: Compromiso Contractual. Corresponde a la energía declarada o reducida del compromiso contractual *i* considerada en el *predespacho* o *redespacho* regional, independientemente del tipo de contrato.

PExAret: Precio ex ante para el nodo de retiro del contrato, resultante del *predespacho* o *redespacho* regional.

PExAiny: Precio ex ante para el nodo de inyección del contrato, resultante del *predespacho* o *redespacho* regional.

4. NORMATIVA APLICABLE A AGENTES TRANSMISORES

En este apartado se hace un análisis de la normativa vigente aplicable a los agentes transmisores y su relación con los cargos que se le aplican. Del Libro II del RMER, relativo a Agentes del Mercado se tienen los siguientes numerales:

3.2.1 Son agentes del MER las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores, habilitados para participar en el MER, según lo establecido en este RMER.

3.3.1 Un agente del mercado tendrá derecho a: *d) Recibir una remuneración por el uso de terceros de instalaciones de su propiedad que pertenezcan a la RTR, en el caso de los agentes transmisores.*

Adicionalmente los Artículos 11 y 14 del Tratado Marco determinan:

Artículo 11. Se considera transmisión regional el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro.

Artículo 14. La remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la CRIE. Para determinar la remuneración a que tendrán derecho los agentes transmisores por el servicio de transmisión regional, la CRIE tendrá en cuenta los eventuales ingresos de cualquier negocio distinto al de la transmisión de energía eléctrica, realizado usando dichas instalaciones.

Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.

Por otra parte, la "Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por uso de la red de Transmisión Regional" aprobada para tales efectos en la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada en la resolución CRIE-35-2014 estipula que los cargos variables de transmisión neto pueden ser abonos o cargos los cuales serán liquidados por medio de los transmisores propietarios de las instalaciones involucradas en el flujo regional.

La normativa vigente aprobada en la resolución CRIE-P-26-2014 concerniente el Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes y sus modificaciones (CRIE-46-2015; CRIE-07-2017; CRIE-18-2017) contempla en su numeral D8 que *"de cada asignación de DT, el EOR recolectará una cantidad de dinero (...) Esta cantidad debe ser distribuida entre los agentes transmisores, como contrapartida de la renta de congestión que dejarán de percibir."*

Asimismo el numeral D.8.2.2 de este Procedimiento indica que *"Los ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT_Asig) se asignarán a los Agentes Transmisores de forma horaria en conjunto con el cálculo del Cargo Variable de Transmisión neto (CVTn)"*

Se contempla que los agentes transmisores pueden ser deudores de cargos por el Servicio de Transmisión Regional (CVTn) si el descuento dedicado al pago de renta de congestión es superior al CVT de cada instalación. En específico, en el Anexo de la Resolución CRIE-07-2017 relativa a la Formulación Matemática del Proceso de Asignación de DT se planteó lo siguiente:

D8.1 **Planteo**

D8.1.1 De cada asignación de DT, el EOR recolectará una cantidad de dinero calculada según la metodología descrita en D7.1.2. Esta cantidad debe ser distribuida entre los Agentes Transmisores, como contrapartida de la renta de congestión que dejarán de percibir. Por lo tanto el mecanismo de asignación establece una correspondencia entre los pagos que realizan los compradores de DT y la renta de congestión que hubieran percibido los Agentes Transmisores.

Mientras que el numeral D9, de descuento del CVT de cada instalación de la RTR por los montos que se destinan al pago de la renta de congestión de los DF y DFPP, y distribución del IVDT para cada instalación de la RTR.

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

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

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

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

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

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

El CVT^{MER} está asociado a las transacciones en el predespacho regional y el CVT^{DT} está asociado con las Rentas de Congestión que reciben los Titulares de DT.

De esta forma, los cargos variables de transmisión resultantes de los precios nodales serán recolectados por el EOR y serán destinados al pago parcial del servicio de transmisión regional, conformando parte de su ingreso tarifario.

Sin embargo, cuando el volumen del CVT^{DT} es mayor que el CVT^{MER}, los agentes transmisores dejan de percibir CVT Neto y se convierten en deudores que deben cubrir por medio de CVTs los cargos de Renta de Congestión. Estos CVT^{DT} se incrementan de forma desproporcionada con los incrementos de RC a causa de los diferenciales de precios nodales.

5. LIMITACIONES DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

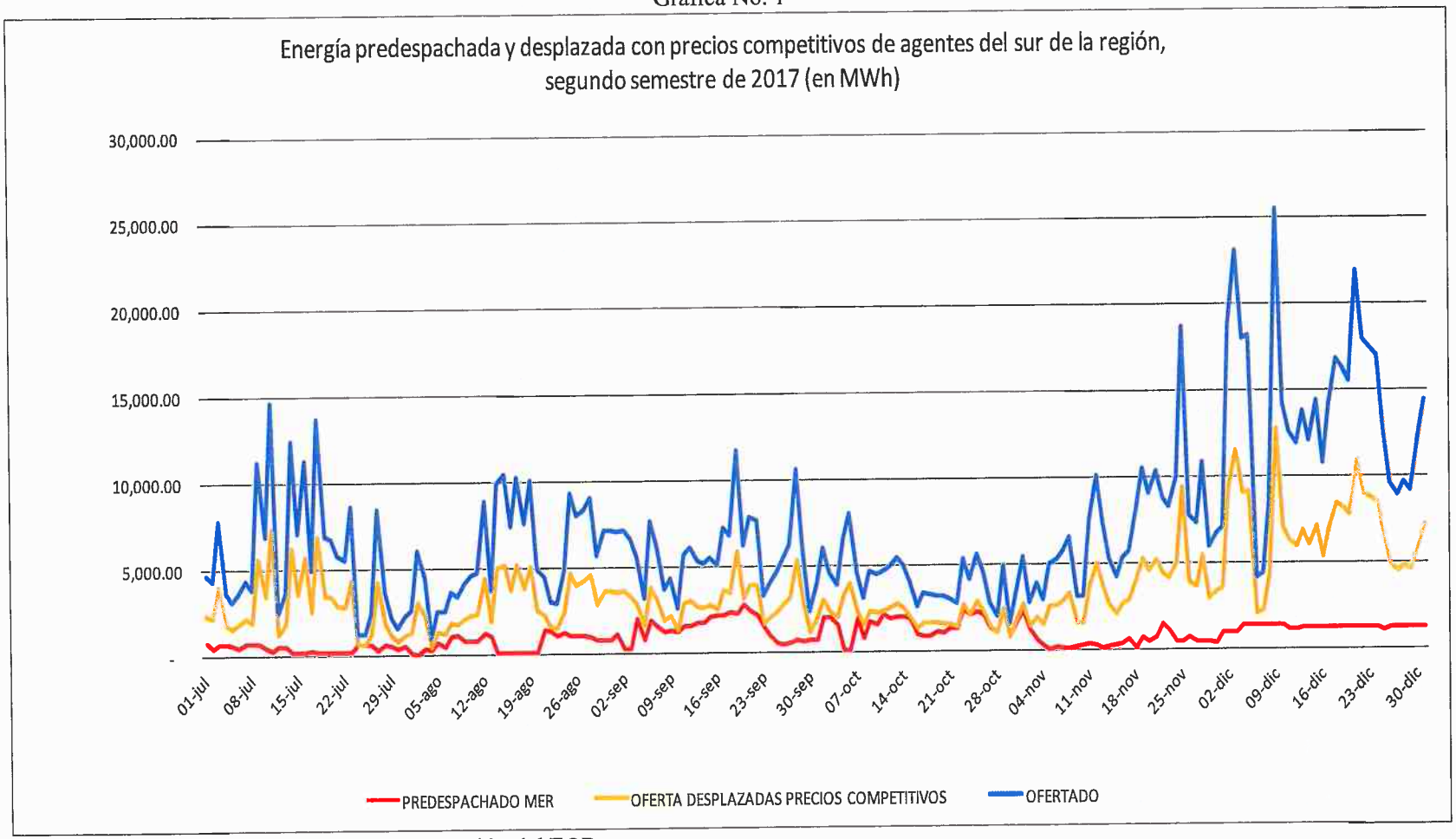
5.1 NICARAGUA

Se ha detectado que en el sistema de Nicaragua, cuando existe transferencia de potencia alrededor de 300MW, y en situaciones de contingencia cuando sale alguna de las L/T Cañas-Ticuantepe (SIEPAC) o Amayo-Masaya, se producen sobrecargas en el sistema 230 kV que podrían llevar al colapso al sistema nacional. Esto ocurre debido a la alta generación eólica que existe en esa área del país, por lo que se requieren realizar los refuerzos necesarios en el Sistema de Nacional de Transmisión (SNT) para el transporte de energía de forma segura y confiable.

Esta situación ha limitado la capacidad de transmisión en la región de una forma permanente por los últimos cinco años, sobre todo durante los segundos semestres de cada año, cuando el volumen de generación hidroeléctrica se incrementa en el sur de la región.

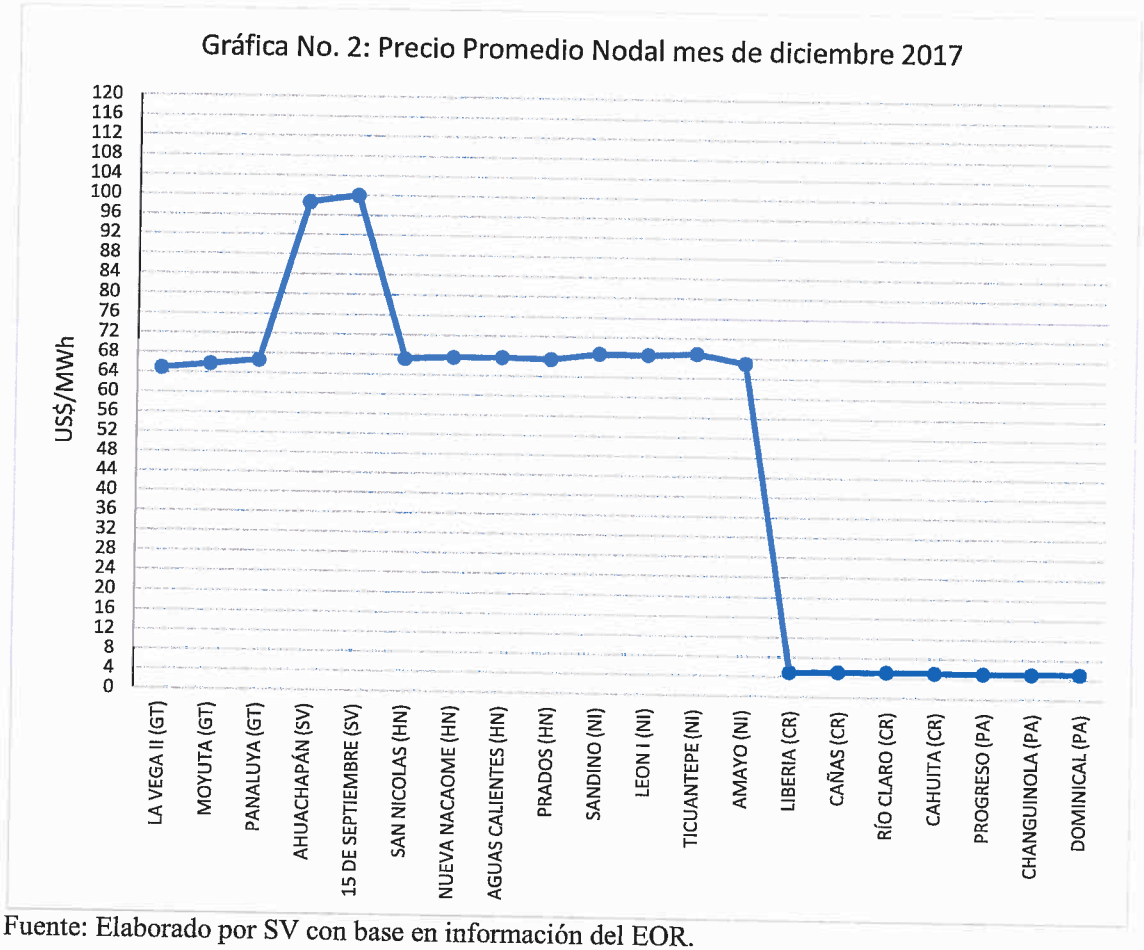
Debido a esta restricción y por despacho económico, son despachadas las ofertas de flexibilidad de Contratos Firmes (e inyecciones de Oportunidad) a precios 0US$/MWh durante todos los períodos de mercado, desplazando ofertas con precios competitivos y representativos de la región. De esta manera se ha estimado que durante el segundo semestre de 2017 se desplazó un total 481,455MWh con precios de entre 50 US$/MWh y 65US$/MWh, tal como se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfica No. 1



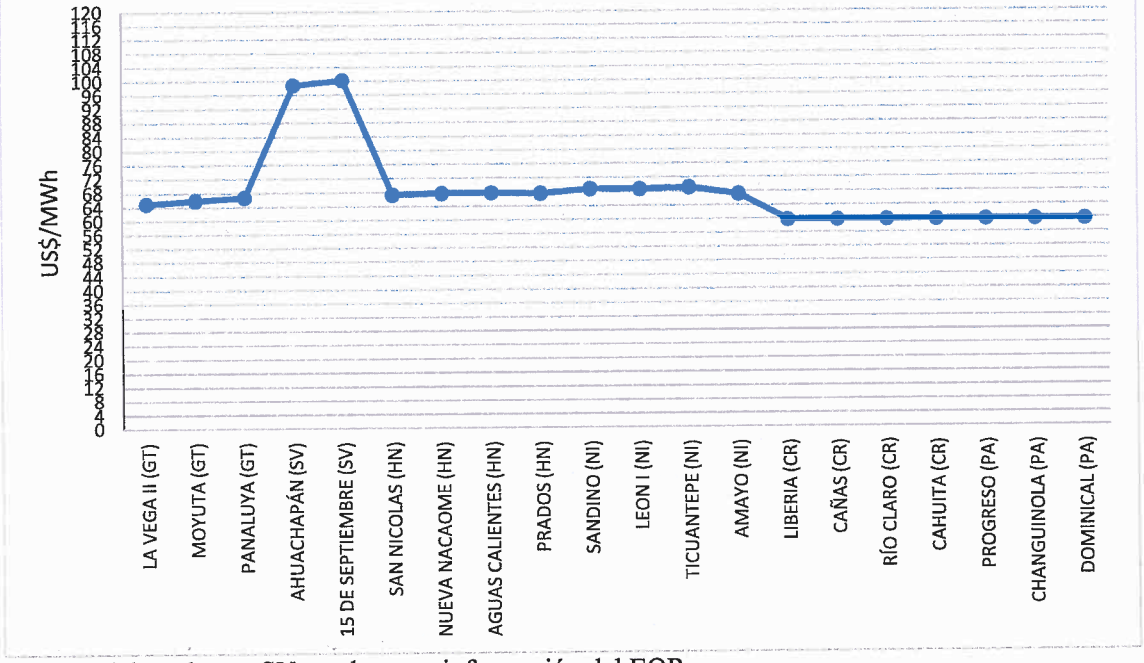
Fuente: Elaborado por SV con base en información del EOR.

Por esta situación se determina precios nodales de 0US$/MWh en los nodos de Costa Rica y Panamá. A continuación se presenta, de forma indicativa, comparaciones de precios promedios por nodos por efectos de estas ofertas en el mes de diciembre de 2017. En la primera gráfica, el promedio de precios nodales producto de las ofertas reales; en la segunda gráfica, se sustituyeron por precios de ofertas competitivas que fueron desplazadas:



Fuente: Elaborado por SV con base en información del EOR.

Gráfica No. 2 Precios Promedios Nodales con precios indicativos en CR y PA; mes de diciembre de 2017



Fuente: Elaborado por SV con base en información del EOR.

5.2 PANAMÁ

Por medio de la comunicación CRIE-SE-SV-334-28-12-2016 de fecha 28 de diciembre de 2016 se solicitó explicación al Operador del Sistema y Operador del Mercado (OS/OM) de Panamá las ofertas de flexibilidad de inyección de 1.00US$/MWh para el mes de noviembre de 2016.

Por medio de la nota ETE-DCND-GNP-01-2017, el CND expuso que estos precios de dieron debido a presentarse restricciones de transmisión para el transporte de la energía establecida en la región occidental de país hacia el centro de carga de la ciudad de Panamá.

Asimismo, explicó que el regulador nacional de Panamá para mitigar la situación, adoptó establecer por normativa que las transacciones realizadas por los agentes que se encuentran en vertimiento ubicados en el occidente del país y cuya generación no es posible llevarla al centro de carga por la restricción de transmisión, pero si posible exportarla al MER, las gestiones o transacciones que tengan en el Mercado Regional serán honradas de forma físicas. En este caso, el excedente que honraría la transacción estaría en el nodo de generación del Agente y el costo variable asociado a ese nodo es 0.00 US$/MWh.

Esta es una condición que debe corregirse en la regulación nacional.

Adicionalmente, del monitoreo realizado por S&V se encontró que aún cuando no se presenten condiciones de vertimiento, los agentes realizan ofertas de flexibilidad (CF) y de oportunidad al MER con precios de 0US$/MWh, como muestra que los OS/OM no evalúan los precios de las ofertas de flexibilidad que se envían al MER.

5.3 COSTA RICA

En la mayor parte de los meses que se monitorearon y durante la época de lluvia, las ofertas realizadas tanto de oportunidad como de flexibilidad, están por debajo de su Costo Marginal del Sistema establecido para todo el año 2017 en 6.15US$/MWh, durante el mayor tiempo de 0US$/MWh.

Por otra parte, dado que el Costo Marginal del Sistema (CMS) de Costa Rica es regulado, no queda claro si estas ofertas por debajo de este precio corresponden a excedentes de energía y si guardan relación con los costos variables de las plantas. Igualmente, el OS/OM no evalúa los precios de las ofertas de flexibilidad que se envían al MER.

5.4 EL SALVADOR

En los primeros días de enero de 2017, se registró una limitación a la importación de energía de El Salvador desde Guatemala que según la justificación del EOR, fue para garantizar la reserva rodante del MER estipulada en la regulación regional y debido al mantenimiento del mínimo técnico de generadores de ingenios de El Salvador.

En la evaluación que se hizo de enero 2017, cuya limitación se dio desde las 00:00 horas hasta las 6:00 horas, se determinó que pese a dicha eventualidad, se operaron los contratos firmes, fijando precios nodales en dichas horas a los precios bajos de las ofertas, incrementando las rentas de congestión.

Con respecto a las limitaciones de importación del mes de diciembre de 2017, el OS/OM comunicó que durante los días festivos de fin de año baja la demanda nacional en algunas horas del día y esto, combinado con la generación base, impiden el cumplimiento del monto de reserva rodante en el MER; además, de conformidad con la orden de mérito del despacho de El Salvador, no es posible reducir generación geotérmica.

El EOR redujo la máxima capacidad de importación los días 25 de diciembre de 2017 en los períodos de 6 a 13 horas y el 1 de enero 2017, de las 6:00 a 9:00 horas, con reasignación de energía de los contratos firmes, bajo consideraciones de restricción de transmisión. La reducción del 25 de diciembre de 2017 hizo que se determinaran RC por US$518,034. El 40% de las RC de ese día corresponden a las horas de la limitación de la importación; sin embargo, siendo que se determinaron precios nodales para inyección de $0; $0.22; $0.27 y $0.34 por MWh, en Panamá, Costa Rica y Guatemala; y precios de retiro en El Salvador de entre $95 y $110 por MWh, el incremento en las RC se explican sobre todo por los diferenciales de precios generados (Ver Anexos 1, 2 y 3).

6. BALANCE FINANCIERO DEL AÑO 2017

A continuación se presenta información financiera del año 2017 relacionada con los Derechos Firmes asignados, por agente y por país.

En 2017 se generaron US$38, 659,288 en rentas de congestión, que cubrieron US$12, 063,096 de inversión realizada, quedando un monto de US$26, 596,192.

Los mismos diferenciales de precios que ocasionaron el incremento en las RC, ocasionaron los altos cargos de transmisión por contrato, por un monto de US$30, 359,609, atribuible al uso del 66% de los DT. Esto quiere decir que las rentas de congestión cubrieron la inversión y parte de la transmisión que debían pagar estos agentes por el uso de la red.

En un análisis de cómo han evolucionado las rentas de congestión se presenta el siguiente cuadro de 2015 a 2017 por MW asignado, donde se observa el incremento de la renta unitaria, pasando de US$50,928 en 2015 a US$150,454 en 2017.

Asignaciones y Rentas de Congestión 2015 - 2017

Conceptos	2015	2016	2017*
MW de Retiro Asignados (Derechos Firmes-DF)	146	130	257
Costo MW de Retiro Asignados (US$) (DF)	26,687	15,932	37,670
Renta de Congestión Generada (US$) (DF)	7,442,300	9,970,050	38,659,288
Renta de Congestión por MW de Retiro Asignados (	50,928	76,458	150,454

*No incluye DFPP

Balances Acumulados 2015-2016-2017 (Valores Expresados en US$)

CARGOS MER

	2015	2016	2017
Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional - Contratos (CMORC)	**5,476,161**	**13,416,059**	**33,751,461**
Guatemala	1,513,676	1,018,751	4,991,974
El Salvador	2,506,856	9,416,840	16,853,991
Honduras	136,227	83,349	42,289
Nicaragua	12,282	62,205	143,562
Costa Rica	599,482	997,825	1,891,403
Panamá	707,638	1,837,078	9,828,241
Saldo liquidación de las transacciones de Energía no comprometidas en contratos en el MOR	**4,412,015**	**4,305,609**	**1,261,334**
Guatemala	(16,112,541)	(16,284,224)	(15,290,250)
El Salvador	16,256,937	5,053,205	4,652,572
Honduras	9,619,491	3,294,406	1,256,452
Nicaragua	(734,374)	10,852,919	19,858,449
Costa Rica	2,192,812	8,319,874	(3,246,160)
Panamá	(6,810,309)	(6,930,572)	(5,969,729)
Asignación CVT a Transmisores Nacionales (RTR)	**903,636**	**-**	**3,997,696**
Guatemala	-	-	767,319
El Salvador	-	-	2,199,913
Honduras	-	-	1,030,465
Nicaragua	-	-	-
Costa Rica	-	-	-
Panamá	903,636	-	-
Asignación CVT a OS/OM (No RTR)	**795,653**	**63,908**	**2,351,129**
Guatemala	-	6,213	355,490
El Salvador	41,995	-	1,602,865
Honduras	59,291	28,532	392,774
Nicaragua	20,056	-	-
Costa Rica	250,396	-	-
Panamá	423,915	29,164	-
Asignación CVT a Empresa Propietaria de la Red (EPR)	**211,697**	**-**	**3,765,756**
EPR Sucursal Guatemala	122,194	-	1,263,189
EPR Sucursal El Salvador	-	-	1,267,201
EPR Sucursal Honduras	-	-	1,235,367
EPR Sucursal Nicaragua	-	-	-
EPR Sucursal Costa Rica	40,043	-	-
EPR, S.A. Panamá	49,459	-	-
Liquidación en el MOR de las transacciones de energía Comprometidas en Contratos	**1,049,052**	**807,736**	**2,729,133**
Desviaciones	**703,567**	**880,646**	**703,488**
Guatemala	73,333	-	213,114
El Salvador	573,308	387,047	-
Honduras	-	-	-
Nicaragua	-	29,353	-
Costa Rica	56,926	464,246	490,373
Panamá	-	-	-
Totales	13,551,780	19,473,958	48,559,998

ABONOS MER

	2015		2016		2017	
Asignación CVT a Transmisores Nacionales (RTR)	3,139,635	23.16%	**5,478,776**	**28.13%**	**5,047,415**	**10.39%**
Guatemala	227,829		1,212,736		-	
El Salvador	287,234		926,539		-	
Honduras	606,910		154,012		-	
Nicaragua	2,050,764		979,139		465,392	
Costa Rica	35,900		2,164,432		4,477,968	
Panamá	-		41,917		103,895	
Asignación CVT a OS/OM (No RTR)	13,670	0.10%	112,447	0.58%	36,974	0.08%
Guatemala	13,670		-		-	
El Salvador	-		23,851		-	
Honduras	-		-		-	
Nicaragua	-		11,985		5,166	
Costa Rica	-		76,610		23,326	
Panamá	-		-		8,482	
Asignación CVT a Empresa Propietaria de la Red (EPR)	2,253,507	16.63%	**3,032,039**	**15.57%**	2,264,701	4.66%
EPR Sucursal Guatemala	-		378,446		-	
EPR Sucursal El Salvador	232,049		316,028		-	
EPR Sucursal Honduras	451,182		290,391		-	
EPR Sucursal Nicaragua	1,570,376		1,133,840		719,163	
EPR Sucursal Costa Rica	-		956,041		1,541,295	
EPR, S.A. Panamá	-		16,792		4,292	
Renta de Congestión	7,442,300	54.92%	9,970,050	51.20%	40,507,421	83.42%
Agentes de Guatemala Titulares de	4,735,352		2,217,377		9,023,632	
Agentes de Guatemala Titulares de DFPP	-		-		91,630	
Agentes de El Salvador Titulares de DF	2,706,948		7,752,673		19,308,111	
Agentes de El Salvador Titulares de DFPP	-		-		1,755,503	
Agentes de Honduras Titulares de DF	-		-		-	
Agentes de Nicaragua Titulares de DF	-		-		-	
Agentes de Costa Rica Titulares de DF	-		-		1,926,031	
Agentes de Panamá Titulares de DF	-		-		8,604,514	
Desviaciones	703,567	5.19%	**880,646**	**4.52%**	703,488	1.45%
Guatemala	-		64,831		-	
El Salvador	-		-		112,157	
Honduras	141,117		203,775		136,401	
Nicaragua	16,772		-		230,936	
Costa Rica	-		-		-	
Panamá	545,678		612,040		223,984	
Totales	13,551,780	100.00%	19,473,958	100.00%	48,559,998	100.00%

Cuadro No. 2

Balance de los Derechos Firmes desglose por Agente titular de DF (Del 1 Enero 2017 al 31 de Diciembre 2017)

Agentes Titulares de DF.	Renta de Congestión generada por DF (A) US$	Cargos de Transmisión generados por MWh con CF (B) US$	Inversión por adquisiciones de DT (C) US$	Resultado (A-B-C) US$	Uso DT	MWh Operados como CF
Guatemala	**9,028,632**	**4,299,651**	**4,147,600**	**581,381**	**44.98%**	**395,793**
CUESTAMORAS COMERCIALIZADORA ELECTRICA, S.A.	2,937,933	1,422,466	1,238,711	276,756	53.97%	94,564
HIDRO XACBAL, S.A.	4,079,684	1,737,631	1,890,208	451,845	52.28%	178,180
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC.	258,440	224,237	238,963	(204,761)	89.98%	12,239
SAN DIEGO S.A.	1,752,575	915,316	779,718	57,541	31.62%	110,810
El Salvador	**19,100,111**	**15,590,660**	**7,079,303**	**(3,569,852)**	**75.80%**	**888,636**
CENERGICA S.A. DE C.V.	1,757,836	1,607,364	341,940	(191,468)	84.08%	109,570
ENERGÍA, DESARROLLO Y CONSULTORÍA, S.A. DE C.V.	3,214,865	2,230,303	1,158,718	(174,156)	76.44%	135,047
EXCELERGY, S.A. DE C.V.	3,205,028	2,741,129	1,058,251	(594,352)	71.10%	140,905
MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA S.A. DE C.V.	2,148,442	1,895,360	1,051,889	(798,807)	94.23%	118,933
ORIGEM S.A. DE C.V.	1,334,328	1,169,237	423,265	(258,174)	79.51%	69,360
PACIFIC ENERGY, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	150,029	94,919	50,925	4,185	67.07%	5,918
POLIWATT LIMITADA, SUCURSAL EL SALVADOR	2,640,931	2,363,320	1,321,851	(1,044,240)	80.75%	137,907
TEXTUFIL, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	787,796	615,088	257,211	(84,503)	79.08%	34,891
EMPRESA ELECTRICA DE ORIENTE, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE	358,819	25,501	208,974	124,344	7.00%	522
ORAZUL ENERGY COMERCIALIZADORA DE EL SALVADOR, S.A. DE C.V. *(ANTERIORMENTE DUKE ENERGY INTERNACIONAL)*	3,502,038	2,848,438	1,206,280	(552,680)	60.93%	135,582
Costa Rica	**1,926,031**	**1,891,403**	**368,506**	**(333,879)**	**98.04%**	**25,833**
INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD	1,926,031	1,891,403	368,506	(333,879)	98.04%	25,833
Panamá	**8,604,514**	**8,577,896**	**467,686**	**(441,068)**	**99.84%**	**171,954**
ENEL FORTUNA, S.A.	5,515,714	5,498,651	276,789	(259,725)	99.84%	110,227
IDEAL PANAMÁ, S.A.	3,088,800	3,079,245	190,898	(181,343)	99.84%	61,727
Total general	**38,659,288**	**30,359,609**	**12,063,096**	**(3,763,417)**	**65.85%**	**1,482,216**

Elaborado por SV con información de los DTERs

La inversión en DT por US$12, 063,096 realizada por los agentes tiene el propósito de asegurar el Derecho de Transmisión de su contrato. Ese costo o inversión de los agentes es trasladado a los Contratos como parte de los precios que se incluyen en los CF quedando cubierto de esta manera.

La RC generada debe cubrir la transmisión o el CMORC por la operación de los CF; sin embargo, con las sobre rentas ocasionadas, el monto de US$38, 659,288 permitió a los agentes de Guatemala y El Salvador, no solo el pago de su CMORC, sino que cubrieron parte, y algunos la totalidad, de la inversión realizada en DT (ya cubierta en los contratos).

Únicamente los agentes de Panamá y Costa Rica, generaron RC cuya totalidad fue para cubrir la transmisión pues operaron el 100% sus CF. Mientras que los agentes de los otros países tuvieron una operación de un promedio de 66%.

El resumen del balance del año 2017 es el siguiente:

Cuadro No. 3: Resumen Balance Rentas de Congestión, CMORC e Inversión 2017

DETALLE	US$
RENTAS DE CONGESTIÓN	38,659,288
CMORC (TRANSMISIÓN)	30,359,609
INVERSIÓN CUBIERTA CON RC	**8,299,679**
INVERSIÓN	12,063,096
INVERSIÓN NO CUBIERTA	(3,763,417)

En el cuadro No. 4 se muestra el detalle por subasta de Derechos Firmes cuyo período de vigencia finalizó, verificándose un balance total donde las Rentas de Congestión cubrieron el 100% de los cargos de transmisión y el 100% de la inversión, y saldo positivo en el total de las asignaciones.

Tal como se analizó previamente, el espíritu de un pago por Renta de Congestión a los titulares de DT es un seguro de precios de los cargos de transmisión, por lo que no debería extenderse a un doble cubrimiento de las inversiones.

Así mismo, aún cuando la RC que reciben los agentes cubre el CMORC, las RC generadas por los agentes son desproporcionadas debido a los diferenciales de precios llevando al MER a una operación contraria a la operación eficiente de un mercado competitivo y por la cual la CRIE debe velar.

Como se indicó, las RC generadas son cubiertas por los agentes transmisores, mientras que el pago de CMORC también lo cubren los que tienen CNFFF.

Cuadro No. 4

BALANCE DE LOS DERECHOS FIRMES CORRESPONDIENTE A ASIGNACIONES CUYO PERÍODO DE VIGENCIA YA FINALIZÓ (AL 31/12/2017)

Asignaciones por tipo	Renta de Congestión generada por DF (A) US$	Cargos de Transmisión Generados por Transacciones bajo CF (B) US$	Inversión por adquisiciones de DT (C) US$ (*)	Resultado (A-B-C) US$	MWh Operados como CF
Compra DF Anual	**37,595,772**	**23,374,475**	**13,437,252**	**784,045**	**1,764,328**
A1501	6,328,492	2,360,574	2,777,733	1,190,184	295,311
A1507	758,610	347,167	632,783	(221,340)	66,450
A1601	2,425,963	358,423	11,328	2,056,212	47,357
A1607	8,321,671	6,425,368	1,810,767	85,537	515,209
A1701	19,761,037	13,882,944	8,204,641	(2,326,548)	840,001
Compra DT Mensual	**8,187,662**	**5,450,735**	**2,748,490**	**(11,563)**	**319,552**
M1502	350	-	941	(591)	-
M1503	72,412	7,901	63,173	1,338	3,799
M1504	109,851	24,551	241,906	(156,605)	7,695
M1505	(66,438)	(2,342)	134	(64,229)	1,079
M1506	78,318	76,658	14	1,646	6,000
M1508	39,269	21,448	17,438	383	2,853
M1510	98,999	79,113	534,486	(514,600)	24,624
M1511	7,661	5,307	511	1,843	3,047
M1602	31,394	19,037	209	12,148	8,120
M1603	28,132	11,722	117	16,293	3,720
M1604	27,143	12,191	42	14,910	5,899
M1605	15,346	13,659	0	1,687	10,201
M1606	19,429	24,102	7,462	(12,135)	11,873
M1610	924,697	660,154	369,887	(105,344)	31,868
M1611	1,397,803	1,314,558	365,234	(281,990)	47,622
M1612	2,691,396	1,009,808	5,440	1,676,147	39,292
M1707	70,215	70,215	36,714	(36,714)	1,222
M1708	226,766	226,766	57,330	(57,330)	19,508
M1710	32,648	29,256	28,533	(25,141)	15,565
M1711	675,818	236,605	575,543	(136,330)	16,585
M1712	1,524,506	1,431,689	270,984	(178,167)	27,107
Total general	**45,783,434**	**28,825,210**	**16,185,742**	**772,482**	**2,083,881**

Elaborado por SV con información de los DTERs

No. 5: Ingresos en Transmisión (US$)

Ingresos por Transmisión por tipo de Agente (Año 2017)									
	Transmisores Nacionales			OS/OM			EPR		
País	CVTn	IVDT	Ingresos por Transmisión	CVTn	IVDT	Ingresos por Transmisión	CVTn	IVDT	Ingresos por Transmisión
Guatemala	(767,319)	2,334,830	1,567,511	(355,490)	588,201	232,710	(1,263,189)	1,847,047	583,858
El Salvador	(2,199,913)	1,883,571	(316,341)	(1,602,865)	241,949	(1,360,915)	(1,267,201)	623,702	(643,499)
Honduras	(1,030,465)	196,898	(833,567)	(392,774)	69,026	(323,748)	(1,235,367)	308,779	(926,588)
Nicaragua	465,592	614,876	1,080,468	5,166	10,919	16,084	719,163	761,244	1,480,407
Costa Rica	4,477,968	1,750,838	6,228,806	23,326	24,730	48,056	1,541,245	707,824	2,249,070
Panamá	103,855	16,193	120,048	8,482	1,997	10,479	4,292	3,704	7,996
Total	**1,049,718**	**6,797,206**	**7,846,924**	**(2,314,155)**	**936,822**	**(1,377,334)**	**(1,501,055)**	**4,252,300**	**2,751,244**

Ingresos de Transmisión por País									
	2015			2016			2017		
País	CVTn	IVDT	Ingresos por Transmisión	CVTn	IVDT	Ingresos por Transmisión	CVTn	IVDT	Ingresos por Transmisión
Guatemala	119,305	812,956	932,261	1,584,969	565,788	2,150,757	(2,385,998)	4,770,078	2,384,080
El Salvador	397,288	162,575	559,863	1,266,419	361,035	1,627,454	(5,069,978)	2,749,222	(2,320,756)
Honduras	1,028,801	913,439	1,942,239	356,372	107,586	463,958	(2,658,606)	574,704	(2,083,903)
Nicaragua	3,611,085	295,342	3,906,427	2,124,965	261,781	2,386,746	1,189,921	1,387,038	2,576,959
Costa Rica	(254,540)	343,376	88,836	3,197,083	395,597	3,592,681	6,042,539	2,483,392	8,525,931
Panamá	(1,407,010)	1,383,951	(23,059)	29,545	75,469	105,014	116,629	21,893	138,522
Total	**3,494,928**	**3,911,639**	**7,406,566**	**8,559,353**	**1,767,256**	**10,326,610**	**(2,765,493)**	**11,986,327**	**9,220,835**

Elaborado por SV con información de los DTERs

La parte afectada por las RC que se debieron cubrir en 2017 fueron los agentes transmisores y los OS/OM de Guatemala, El Salvador y Honduras y la EPR; determinándose CVTn negativos y saldos netos negativos para la demanda de El Salvador y Honduras. Los transmisores de Nicaragua y Costa Rica resultaron con ingresos importantes.

7. ANÁLISIS REGULATORIO DE OFERTAS EN EL RMER

Se procede a analizar la reglamentación regional en referencia a las ofertas de oportunidad al MER:

a) Ofertas de Oportunidad

Del Libro II del RMER relativo a los Tipos de Ofertas de Oportunidad:

1.4.2.1 Las transacciones del Mercado de Oportunidad Regional provienen de:
a) Las ofertas de oportunidad de los agentes del MER;
b) Las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el predespacho regional
c) Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los Contratos Firmes, son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el predespacho regional.

Conforme a esto, las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de CNFFF y Contratos Firmes, deben ser todas consideradas como ofertas de inyección de oportunidad, tal y como las considera el EOR al momento de la planificación del predespacho; por lo tanto, fijan precios nodales en el MER. De igual forma se deben considera dichas ofertas de flexibilidad como de oportunidad en cada mercado nacional.

Adicionalmente, la regulación regional establece como base de precio de ofertas de inyección, el costo declarado por el agente o el precio de oferta en el mercado nacional, según lo indicado en el numeral 5.3.2 relativo a las Ofertas de Inyección de Oportunidad en el Libro II del RMER:

"5.3.2Para las ofertas de inyección deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual estará dispuesto a vender la energía ofertada. La oferta al MER deberá ser mayor o igual al costo declarado o mayor o igual al precio de oferta en el respectivo mercado nacional y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al MER;"

En este sentido si en la regulación regional se consideran las ofertas de flexibilidad de contratos (CNFFF y CF) como ofertas de oportunidad, a estas deberían solicitarse que se ofertaran precios al MER encima de su costo variable y el OS/OM debería evaluar el precio de estas ofertas. De esta manera se limitaría en parte las ofertas al MER con precios de 0US$/MWh.

Por otra parte, se puede generar poder de mercado debido a la generación en un área con restricciones de transmisión. Bajo estas circunstancias, el Diseño de Detalle para Mercado

Eléctrico Regional, año 2004 (*Estudios para el Desarrollo del Reglamento de Operación Técnica y Comercial del Mercado Eléctrico Regional MER, 2004*) En el Capítulo 8 se desarrollan las diferentes medidas que se pueden tomar en el MER.

8. CONCLUSIONES

1. Los Contratos Firmes son contratos financieros y tienen carácter comercial, por lo que en ningún caso su operación debería afectar la determinación de precios en el MER.

2. Las excesivas rentas de congestión generadas en 2017 no dependen exclusivamente de la congestión de la transmisión y en cambio, dependieron de los altos diferenciales de precios nodales entre las ofertas de retiro y de inyección

3. Ante la restricción de la red y por la prioridad del suministro del contrato firme, en el predespacho regional se programan únicamente las ofertas de flexibilidad de CF (inyección) con precios de 0.00US$/MWh o cercanos a este y estos precios fijan precios nodales que con respecto a precios nodales de retiro de entre 80 y 100US$/MWh, generaron los excesivos montos de Renta de Congestión en 2017. Es una operación que no muestra el costo de congestión de manera eficiente.

4. Los precios nodales constituyen la única señal que debe ser coherente con el despacho económico de las unidades de generación y con el uso eficiente de la red de transmisión. La RC tienen como fin mitigar el riesgo de la variabilidad de los precios nodales ocasionados por la congestión en la red de transmisión y no causar distorsiones en los precios.

5. Las restricciones se dieron por aperturas de las interconexiones entre Guatemala y el SER, eventos naturales y por limitaciones internas en los países. Sin bien se han presentado diferentes tipos de eventualidades que originaron restricciones en la transmisión regional y nacional, esto no ha llevado a un despacho de generación más cara para cumplir con la inyección en el área restringida; como se mencionó, el diferencial de precios se dio por inyección de energía con precios muy bajos ante estas situaciones.

6. Las limitaciones a las importaciones de El Salvador y Panamá han sido explicadas por los OS/OM y por el EOR que se presentan por despacho económico nacional y por resguardo de la CCSD nacional y regional. Sin embargo, las RC generadas obedecen a los diferenciales de precios. Adicionalmente, en Panamá se debe evaluar la modificación de la regulación que permite ofertar al MER a precios 0$/MWh.

7. La restricción en el área de control de Nicaragua debido a la falta de inversión en refuerzos nacionales se ha dado en forma permanente dividiendo la región con dos precios muy diferentes, esta situación permite, a la vez, posición dominante para los generadores del área de capacidad restringida.

8. La medida tomada en la Resolución CRIE-30-2017 consideró solamente las aperturas de interconexión por seguridad operativa, sin tomar en cuenta las otras .

9. De acuerdo con las conclusiones de la Consultoría del CDMER sobre la Formación de Ofertas al MER, no se deben hacer diferencias entre la revisión de los costos declarados de las ofertas de precio utilizadas a nivel nacional y las ofertas que se presenten al MER, por lo cual los OS/OM debería analizar los precios tanto de las ofertas de flexibilidad como las de oportunidad.

9. RECOMENDACIONES

Considerando las conclusiones de los análisis realizados se recomienda evaluar las siguientes medidas regulatorias que se plantean para ser desarrolladas y analizadas:

1. Evaluación de modificación regulatoria para efectos de que las rentas de congestión estén referidas a la operación del Contrato Firme y relacionada con la energía exportada.

   Considerar solo las rentas de congestión hasta un límite del porcentaje de uso de los derechos.

2. Evaluar que no se remuneren excedentes de rentas de congestión, limitando estas al cargo de transmisión (CMORC) que le corresponde pagar el agente.
   - Evaluar liquidación de diferencias entre lo real y previsto en la asignación y redistribución de excedentes.
   - Análisis de interconexión Colombia-Ecuador y del Mercado Eléctrico Europeo.

3. Se deben evaluar medidas en el despacho para que la operación física en el MER sea independiente de la operación financiera de contratos firmes. Además, con el fin de evitar que el riesgo financiero que cubren los agentes con los DT se pase a la demanda regional, se deben revisar las alternativas que presenta el Diseño de Detalle del MER con respecto a medidas de mitigación que puede adoptar la CRIE.

4. Para todos los casos se recomienda hacer una aclaración regulatoria a efectos que todos los OS/OM realice un control previo de los precios de ofertas de flexibilidad al MER, de acuerdo con lo establecido en la normativa regional para las ofertas de oportunidad.

ANEXO A. SUPERVISIÓN DEL MER RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN

Del monitoreo realizado por S&V al MER se han detectado las siguientes Restricciones de Transmisión desde finales de 2016 y durante el año 2017:

9 y 10 de octubre de 2016: Apertura de las interconexiones del sistema eléctrico de Guatemala con el resto del SER, dejando dicho sistema aislado a con capacidades operativas de 0 a 5MW.

11 y 12 de octubre de 2016: limitaciones en las máximas transferencias de potencia entre Guatemala y el resto del SER limitando a 1MW las transacciones.

18 de octubre de 2016 y 3 de noviembre de 2016: por aperturas se redujeron transacciones en el MER

Del 24 de noviembre hasta el 4 de diciembre 2016 por efectos del huracán Otto, se dio la apertura de la línea que ocasionó restricción de la capacidad de transmisión Sur-Norte entre costa Rica y Nicaragua con formación de islas (Panamá-Costa Rica) y el resto del SER.

Del 1 al 6 de enero de 2017, restricción a la importación de energía de El Salvador desde Guatemala desde las 00:00 horas hasta las 6:00 horas, según información del EOR para garantizar la reserva rodante del MER según regulación regional, debido al mantenimiento del mínimo técnico de generadores de ingenios de El Salvador.

El 14 de marzo de 2017, 19 y 21 de abril 2017, 3, 9, 16, 28 al 31 de mayo 2017 por aperturas de las interconexiones del sistema eléctrico de Guatemala con el resto del SER.

De 4 al 6 de octubre de 2017 por efectos del huracán Nate, se dio la apertura de la línea de interconexión que ocasionó restricción Sur-Norte entre Costa Rica y Nicaragua.

En el mes de diciembre 2017 para garantizar la reserva rodante y mantenimiento del mínimo técnico de generadores de ingenios de El Salvador se limitó la importación a ese país.

Del 13 al 31 de diciembre de 2017 se registró un gran volumen de energía hidroeléctrica en el Sur, producto de la limitación de transmisión S-N en Nicaragua.

Monitoreo de Precios de junio a diciembre de 2017

De la evaluación de los precios en el MER se encontró que pueden tener una incidencia en los cargos de transmisión lo siguiente:

1. En junio 2017 por efectos de la gran cantidad de ofertas de flexibilidad con precios de 0$/MWh de agentes de Panamá y Costa Rica, correspondiente a generación hidroeléctrica, y por las restricciones S-N entre Costa Rica y Nicaragua, se despacharon ofertas de CF y se fijaron precios nodales entre 0$/MWh y 7.00$/MWh que con respecto a los precios nodales de retiro, se generan importantes diferenciales de precios.

Se hace la observación que las ofertas de flexibilidad de agentes de Panamá de 0$/MWh, están muy por debajo del Costo Marginal del Sistema (CMS) del país y que el CMS de Costa Rica es un precio regulado y no corresponde a un despacho económico.

2. En julio 2017 se presentó la misma condición de ofertas y de restricciones que se registraron en junio de 2017.

Se hace la observación que las ofertas de flexibilidad de agentes de Panamá de 0$/MWh, con excepción de los fines de semana que expresan costo de oportunidad por vertimiento, están muy por debajo del Costo Marginal del Sistema (CMS) del país y que el CMS de Costa Rica es un precio regulado y no corresponde a un despacho económico.

3. En noviembre y diciembre 2017 se incrementaron los precios nodales de El Salvador, por aumento del CMS del país debido a aumento en generación térmica.

4. Del 13 al 31 de diciembre de 2017 se registró un gran volumen de energía hidroeléctrica en el Sur, que producto de la limitación de transmisión S-N en Nicaragua ocasionó que se predespacharan las ofertas de flexibilidad de agentes con 0US$/MWh que fijaron precios nodales con este valor. Como las ofertas de retiro de la contraparte de CF están en El Salvador, y el incremento en los precios nodales de este país, se dieron diferenciales de precios importantes impactando los cargos de transmisión.

ANEXO B. SUPERVISIÓN DEL MER, RENTAS DE CONGESTIÓN

ANEXO 1:
RENTAS CONGESTIÓN LÍMITE DE IMPORTACIÓN EL SALVADOR 25 DE DICIEMBRE 2017. GUATEMALA

Agente	Periodo	Nodo I	Potencia de Inyección del DT (MW)	Precio I	Nodo R	Potencia de Retiro del DT (MW)	Precio R	Renta de Congestión ($)
COMCUCOE	06	1124	20.000	$0.07	28181	20.000	$94.93	-$1,897.20
GENINGSD	06	1710	40.000	$0.06	3183	40.000	$0.03	$1.20
GENHIXAC	06	1126	28.000	$0.14	28161	28.000	$95.00	-$2,656.08
GENJAEGL	06	1124	3.083	$0.07	27431	3.083	$96.24	-$296.49
GENHIXAC	06	1710	16.400	$0.06	3300	16.400	$0.02	$0.66
COMCUCOE	11	1124	20.000	$9.86	28181	20.000	$110.00	-$2,002.80
GENHIXAC	11	1710	16.400	$10.07	3300	16.400	$9.97	$1.64
GENJAEGL	11	1124	3.083	$9.86	27431	3.083	$111.43	-$313.14
GENINGSD	11	1710	40.000	$10.07	3183	40.000	$9.99	$3.20
GENHIXAC	11	1126	28.000	$10.00	28161	28.000	$110.14	-$2,803.92
GENHIXAC	13	1126	28.000	$10.00	28161	28.000	$110.17	-$2,804.76
GENJAEGL	13	1124	3.083	$9.86	27431	3.083	$111.46	-$313.23
GENINGSD	13	1710	40.000	$10.07	3183	40.000	$9.99	$3.20
GENHIXAC	13	1710	16.400	$10.07	3300	16.400	$9.96	$1.80
COMCUCOE	13	1124	20.000	$9.86	28181	20.000	$110.00	-$2,002.80
GENHIXAC	08	1126	28.000	$0.40	28161	28.000	$95.00	-$2,648.80
GENJAEGL	08	1124	3.083	$0.33	27431	3.083	$96.05	-$295.10
GENHIXAC	08	1710	16.400	$0.26	3300	16.400	$0.07	$3.12
COMCUCOE	08	1124	20.000	$0.33	28181	20.000	$94.75	-$1,888.40
GENINGSD	08	1710	40.000	$0.26	3183	40.000	$0.13	$5.20
GENHIXAC	07	1710	16.400	$0.21	3300	16.400	$0.05	$2.62
GENHIXAC	07	1126	28.000	$0.33	28161	28.000	$95.00	-$2,650.76
GENJAEGL	07	1124	3.083	$0.26	27431	3.083	$96.09	-$295.44
COMCUCOE	07	1124	20.000	$0.26	28181	20.000	$94.77	-$1,890.20
GENINGSD	07	1710	40.000	$0.21	3183	40.000	$0.10	$4.40
GENJAEGL	12	1124	3.083	$9.87	27431	3.083	$96.08	-$265.79
GENHIXAC	12	1710	16.400	$10.09	3300	16.400	$10.01	$1.31
COMCUCOE	12	1124	20.000	$9.87	28181	20.000	$94.86	-$1,699.80
GENINGSD	12	1710	40.000	$10.09	3183	40.000	$10.03	$2.40
GENHIXAC	12	1126	28.000	$10.00	28161	28.000	$95.00	-$2,380.00
GENHIXAC	10	1126	28.000	$10.00	28161	28.000	$95.00	-$2,380.00
GENHIXAC	10	1710	16.400	$10.12	3300	16.400	$10.11	$0.16
GENINGSD	10	1710	40.000	$10.12	3183	40.000	$10.10	$0.80
GENJAEGL	10	1124	3.083	$9.87	27431	3.083	$96.30	-$266.46
COMCUCOE	10	1124	20.000	$9.87	28181	20.000	$95.08	-$1,704.20
GENHIXAC	09	1710	16.400	$0.22	3300	16.400	$0.05	$2.79
COMCUCOE	09	1124	20.000	$0.27	28181	20.000	$94.80	-$1,890.60
GENINGSD	09	1710	40.000	$0.22	3183	40.000	$0.11	$4.40
GENJAEGL	09	1124	3.083	$0.27	27431	3.083	$96.06	-$295.32
GENHIXAC	09	1126	28.000	$0.34	28161	28.000	$95.00	-$2,650.48
								(38,252.88)
								(94,693.58)

ANEXO 2:

RENTAS CONGESTIÓN LÍMITE IMPORTACIÓN EL SALVADOR 25 DE DICIEMBRE 2017. EL SALVADOR

Agente	Periodo	Nodo I	Potencia de Inyección del DT (MW)	Precio I	Nodo R	Potencia de Retiro del DT (MW)	Precio R	Renta de Congestión
EXCELERGY	06	1124	5.000	$0.07	27371	5.000	$95.86	-$478.95
EXCELERGY	06	1126	5.000	$0.14	28181	5.000	$94.93	-$473.95
EXCELERGY	06	1126	5.000	$0.14	28161	5.000	$95.00	-$474.30
EXCELERGY	06	1126	5.000	$0.14	27371	5.000	$95.86	-$478.60
EXCELERGY	06	1126	5.000	$0.14	28181	5.000	$94.93	-$473.95
ORAZULCOM	06	1126	42.240	$0.14	28161	42.240	$95.00	-$4,006.89
C34	06	1124	5.000	$0.07	27461	5.000	$96.79	-$483.60
TEXTUFIL	06	1126	10.000	$0.14	27351	10.000	$96.12	-$959.80
ORIGEM	06	1126	5.000	$0.14	28181	5.000	$94.93	-$473.95
MERELEC	06	1124	9.000	$0.07	28161	9.000	$95.00	-$854.37
MERELEC	06	1124	5.000	$0.07	27481	5.000	$96.47	-$482.00
EXCELERGY	06	1126	5.000	$0.14	28181	5.000	$94.93	-$473.95
EEO	06	6096	1.139	$0.00	28181	1.139	$94.93	-$108.13
PACIFIC ENERGY	06	1124	2.000	$0.07	28161	2.000	$95.00	-$189.86
C34	06	1124	5.000	$0.07	27461	5.000	$96.79	-$483.60
C34	06	1124	5.000	$0.07	27461	5.000	$96.79	-$483.60
C34	06	1124	5.000	$0.07	27481	5.000	$96.47	-$482.00
C06	06	1710	20.000	$0.06	28181	20.000	$94.93	-$1,897.40
C34	06	1710	0.569	$0.06	28181	0.569	$94.93	-$53.98
EXCELERGY	11	1126	5.000	$10.00	28161	5.000	$110.14	-$500.70
EXCELERGY	11	1126	5.000	$10.00	27371	5.000	$111.16	-$505.80
EXCELERGY	11	1126	5.000	$10.00	28181	5.000	$110.00	-$500.00
EXCELERGY	09	1126	5.000	$0.34	28181	5.000	$94.80	-$472.30
EXCELERGY	09	1126	5.000	$0.34	28161	5.000	$95.00	-$473.30
EXCELERGY	09	1126	5.000	$0.34	27371	5.000	$95.76	-$477.10
EXCELERGY	09	1126	5.000	$0.34	28181	5.000	$94.80	-$472.30
ORAZULCOM	09	1126	42.240	$0.34	28161	42.240	$95.00	-$3,998.44
TEXTUFIL	09	1126	10.000	$0.34	27351	10.000	$96.21	-$958.70
ORIGEM	09	1126	5.000	$0.34	28181	5.000	$94.80	-$472.30
MERELEC	09	1124	9.000	$0.27	28161	9.000	$95.00	-$852.57
MERELEC	09	1124	5.000	$0.27	27481	5.000	$96.22	-$479.75
EXCELERGY	09	1126	5.000	$0.34	28181	5.000	$94.80	-$472.30
EEO	09	6096	1.139	$0.00	28181	1.139	$94.80	-$107.98
PACIFIC ENERGY	09	1124	2.000	$0.27	28161	2.000	$95.00	-$189.46
C34	09	1124	5.000	$0.27	27461	5.000	$96.30	-$480.15
C34	09	1124	5.000	$0.27	27461	5.000	$96.30	-$480.15
C34	09	1124	5.000	$0.27	27481	5.000	$96.22	-$479.75
C34	09	1124	5.000	$0.27	27461	5.000	$96.30	-$480.15
C06	09	1710	20.000	$0.22	28181	20.000	$94.80	-$1,891.60
EXCELERGY	09	1124	5.000	$0.27	27371	5.000	$95.76	-$477.45
C34	09	1710	0.569	$0.22	28181	0.569	$94.80	-$53.82
								(109,097.70)
						TOTAL DEL DÍA		-$271,785.74

ANEXO 3:

RENTAS CONGESTIÓN LÍMITE DE IMPORTACIÓN DEL EL SALVADOR 25 DE DICIEMBRE 2017. PANAMÁ

Agente	Periodo	Nodo i	Potencia de Inyección del DT (MW)	Precio I	Nodo R	Potencia de Retiro del DT (MW)	Precio R	Renta de Congestión ($)
FORTUNA	06	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$94.93	-$854.37
FORTUNA	06	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.93	-$759.44
FORTUNA	06	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.93	-$759.44
IDEALPMA	06	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$94.93	-$1,234.09
IDEALPMA	06	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$94.93	-$94.93
FORTUNA	11	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$110.00	-$990.00
IDEALPMA	11	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$110.00	-$110.00
IDEALPMA	11	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$110.00	-$1,430.00
FORTUNA	11	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$110.00	-$880.00
FORTUNA	11	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$110.00	-$880.00
FORTUNA	13	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$110.00	-$880.00
IDEALPMA	13	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$110.00	-$1,430.00
FORTUNA	13	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$110.00	-$880.00
IDEALPMA	13	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$110.00	-$110.00
FORTUNA	13	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$110.00	-$990.00
FORTUNA	08	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.75	-$758.00
IDEALPMA	08	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$94.75	-$1,231.75
IDEALPMA	08	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$94.75	-$94.75
FORTUNA	08	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$94.75	-$852.75
FORTUNA	08	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.75	-$758.00
IDEALPMA	07	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$94.77	-$94.77
FORTUNA	07	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.77	-$758.16
IDEALPMA	07	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$94.77	-$1,232.01
FORTUNA	07	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$94.77	-$852.93
FORTUNA	07	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.77	-$758.16
IDEALPMA	12	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$94.86	-$1,233.18
IDEALPMA	12	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$94.86	-$94.86
FORTUNA	12	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$94.86	-$853.74
FORTUNA	12	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.86	-$758.88
FORTUNA	12	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.86	-$758.88
FORTUNA	10	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$95.08	-$760.64
IDEALPMA	10	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$95.08	-$95.08
FORTUNA	10	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$95.08	-$760.64
IDEALPMA	10	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$95.08	-$1,236.04
FORTUNA	10	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$95.08	-$855.72
IDEALPMA	09	6096	1.000	$0.00	28181	1.000	$94.80	-$94.80
FORTUNA	09	6096	9.000	$0.00	28181	9.000	$94.80	-$853.20
FORTUNA	09	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.80	-$758.40
IDEALPMA	09	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$94.80	-$1,232.40
FORTUNA	09	6096	8.000	$0.00	28181	8.000	$94.80	-$758.40
								(30,778.41)
							TOTAL DEL DÍA	-$100,053.72

ANEXO 4. RENTAS DE CONGESTIÓN DEL 24 DE NOVIEMBRE 2016 POR EFECTOS DEL HURACÁN OTTO

Agente	Periodo	Nodo I	Potencia de Inyección del DT (MW)	Precio I	Nodo R	Potencia de Retiro del DT (MW)	Precio R	Renta de Congestión ($)
MERELEC	01	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.34	-$1,606.80
MERELEC	01	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.34	-$1,606.80
C34	01	6096	10.000	$2.04	27131	10.000	$80.20	-$781.60
C34	01	6096	0.690	$2.04	27131	0.690	$80.20	-$53.93
C34	22	6096	10.000	$2.06	27131	10.000	$79.03	-$769.70
C34	22	6096	0.690	$2.06	27131	0.690	$79.03	-$53.11
MERELEC	22	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.65	-$1,613.00
MERELEC	22	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.65	-$1,613.00
MERELEC	11	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$100.00	-$1,960.00
MERELEC	11	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$100.00	-$1,960.00
C34	11	6096	10.000	$2.07	27131	10.000	$96.33	-$942.60
C34	11	6096	0.690	$2.07	27131	0.690	$96.33	-$65.04
C34	13	6096	10.000	$2.07	27131	10.000	$96.27	-$942.00
C34	13	6096	0.690	$2.07	27131	0.690	$96.27	-$65.00
MERELEC	13	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$100.00	-$1,960.00
MERELEC	13	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$100.00	-$1,960.00
MERELEC	06	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.57	-$1,611.40
MERELEC	06	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.57	-$1,611.40
C34	06	6096	10.000	$2.07	27131	10.000	$81.17	-$791.00
C34	06	6096	0.690	$2.07	27131	0.690	$81.17	-$54.58
C34	20	6096	10.000	$2.07	27131	10.000	$78.77	-$767.00
C34	20	6096	0.690	$2.07	27131	0.690	$78.77	-$52.92
MERELEC	20	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.68	-$1,613.60
MERELEC	20	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.68	-$1,613.60
C34	14	6096	10.000	$2.07	27131	10.000	$94.52	-$924.50
C34	14	6096	0.690	$2.07	27131	0.690	$94.52	-$63.79
MERELEC	14	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$98.15	-$1,923.00
MERELEC	14	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$98.15	-$1,923.00
MERELEC	02	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.32	-$1,606.40
MERELEC	02	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.32	-$1,606.40
C34	02	6096	10.000	$2.04	27131	10.000	$80.35	-$783.10
C34	02	6096	0.690	$2.04	27131	0.690	$80.35	-$54.03
C34	21	6096	10.000	$2.07	27131	10.000	$78.95	-$768.80
C34	21	6096	0.690	$2.07	27131	0.690	$78.95	-$53.05
MERELEC	21	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.43	-$1,608.60
MERELEC	21	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.43	-$1,608.60
MERELEC	05	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.49	-$1,609.80
MERELEC	05	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.49	-$1,609.80
C34	05	6096	10.000	$2.05	27131	10.000	$79.80	-$777.50
C34	05	6096	0.690	$2.05	27131	0.690	$79.80	-$53.65
MERELEC	04	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.35	-$1,607.00
MERELEC	04	6330	20.000	$2.00	28181	20.000	$82.35	-$1,607.00
C34	04	6096	10.000	$2.04	27131	10.000	$80.27	-$782.30

RC = US$103,365

- Del 24 de noviembre al 4 de diciembre 2016 por efectos del huracán Otto, se dio la apertura de la línea que ocasionó restricción de la capacidad de transmisión Sur-Norte entre Costa Rica y Nicaragua con formación de islas (PA-CR) y el resto del SER.
- Debido a la limitación de la ejecución del modelo de despacho en islas eléctricas, el EOR consideró un margen de transferencia de 0.9 MW.
- Precio de oferta del generador de 2.00US$/MWh marginaron las ofertas de inyección por 24 horas.

ANEXO 5.
RENTA DE CONGESTIÓN GUATEMALA POR APERTURAS 21 ABRIL 2017

Agente	Periodo	Nodo I	Potencia de Inyección del DT (MW)	Precio I	Nodo R	Potencia de Retiro del DT (MW)	Precio R	Renta de Congestión
EXCELERGY	06	1126	10.000	$0.00	28161	10.000	$108.95	-$1,089.50
ORIGEM	06	1126	10.000	$0.00	28181	10.000	$107.78	-$1,077.80
CENERGICA	06	1126	30.000	$0.00	28161	30.000	$108.95	-$3,268.50
C06	06	1126	19.000	$0.00	28181	19.000	$107.78	-$2,047.82
EXCELERGY	04	1126	10.000	$0.00	28161	10.000	$108.42	-$1,084.20
ORIGEM	04	1126	10.000	$0.00	28181	10.000	$107.57	-$1,075.70
CENERGICA	04	1126	30.000	$0.00	28161	30.000	$108.42	-$3,252.60
C06	04	1126	19.000	$0.00	28181	19.000	$107.57	-$2,043.83
EXCELERGY	05	1126	10.000	$0.00	28161	10.000	$108.64	-$1,086.40
ORIGEM	05	1126	10.000	$0.00	28181	10.000	$107.78	-$1,077.80
CENERGICA	05	1126	30.000	$0.00	28161	30.000	$108.64	-$3,259.20
C06	05	1126	19.000	$0.00	28181	19.000	$107.78	-$2,047.82
ORIGEM	08	1126	10.000	$0.00	28181	10.000	$111.70	-$1,117.00
MERELEC	08	1124	9.000	$0.00	28161	9.000	$113.70	-$1,023.30
EXCELERGY	08	1126	10.000	$0.00	28161	10.000	$113.70	-$1,137.00
CENERGICA	08	1126	30.000	$0.00	28161	30.000	$113.70	-$3,411.00
C06	08	1126	19.000	$0.00	28181	19.000	$111.70	-$2,122.30
EXCELERGY	07	1126	10.000	$0.00	28161	10.000	$110.00	-$1,100.00
ORIGEM	07	1126	10.000	$0.00	28181	10.000	$108.84	-$1,088.40
CENERGICA	07	1126	30.000	$0.00	28161	30.000	$110.00	-$3,300.00
C06	07	1126	19.000	$0.00	28181	19.000	$108.84	-$2,067.96
EXCELERGY	03	1126	10.000	$0.00	28161	10.000	$108.69	-$1,086.90
ORIGEM	03	1126	10.000	$0.00	28181	10.000	$107.78	-$1,077.80
CENERGICA	03	1126	30.000	$0.00	28161	30.000	$108.69	-$3,260.70
C06	03	1126	19.000	$0.00	28181	19.000	$107.78	-$2,047.82
TOTAL				RENTAS DE CONGESTIÓN 21 ABRIL 2017				-$107,168.74

ANEXO 6.

RENTA DE CONGESTIÓN POR RESTRICCIÓN DE TRANSMISIÓN DE NICARAGUA

- Se ha detectado que en el sistema de Nicaragua con la alta generación eólica, Por seguridad operativa se han reducido las máximas transferencias de potencia N-S en el área de control de Nicaragua estimándose en 50MW, 40MW ó 20MW a través de 2017.
- Esta situación limita la energía a precios competitivos que puede ser vendida al MER.
- Cuando existe alta generación hidroeléctrica, por despacho económico se predespachan las ofertas de flexibilidad de contratos con precios 0US$/MWh.
- Igualmente ocurre con las ofertas de oportunidad de estos agentes.
- Se fijan precios nodales en Costa Rica y Panamá a este precio, con el precio del nodo de retiro, salen diferenciales de precios altos.

Agente	Periodo	Nodo I	Potencia de Inyección del DT (MW)	Precio I	Nodo R	Potencia de Retiro del DT (MW)	Precio R	Renta de Congestión ($)
IDEALPMA	01	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$106.25	-$1,381.25
IDEALPMA	22	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$106.25	-$1,381.12
IDEALPMA	06	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$91.63	-$1,191.06
IDEALPMA	11	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$92.67	-$1,204.58
IDEALPMA	13	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$92.56	-$1,203.15
IDEALPMA	21	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$103.99	-$1,351.74
IDEALPMA	20	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$104.63	-$1,360.06
IDEALPMA	14	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$93.03	-$1,209.26
IDEALPMA	02	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$106.25	-$1,381.25
IDEALPMA	04	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$106.25	-$1,381.25
IDEALPMA	05	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$106.52	-$1,384.76
IDEALPMA	17	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$91.69	-$1,191.84
IDEALPMA	08	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$93.19	-$1,211.34
IDEALPMA	23	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$104.32	-$1,356.03
IDEALPMA	18	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$105.69	-$1,373.84
IDEALPMA	03	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$106.25	-$1,381.25
IDEALPMA	07	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$92.69	-$1,204.84
IDEALPMA	00	6096	13.000	$0.00	28181	13.000	$106.25	-$1,381.25
IDEALPMA	10	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$93.00	-$1,208.87
IDEALPMA	15	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$93.39	-$1,213.94
IDEALPMA	16	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$92.20	-$1,198.47
IDEALPMA	09	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$93.57	-$1,216.28
IDEALPMA	12	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$92.59	-$1,203.54
IDEALPMA	19	6096	13.000	$0.01	28181	13.000	$105.36	-$1,369.55
TOTAL				RENTA DE CONGESTIÓN 13 DIC. 2017				-$92,821.56