

**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-105-2018, emitida el cinco de diciembre de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-105-2018  
COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA  
CONSIDERANDO**

**I**

Que mediante Resolución CRIE-7-2017 emitida por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el 09 de marzo de 2017, se modificó el “*Procedimiento de aplicación de los contratos firmes y derechos firmes y sus anexos*”, misma que fue modificada mediante Resolución CRIE-18-2017 del 05 de mayo de 2017. Dicho procedimiento establece entre otros aspectos, el mecanismo de asignación de los Derechos de Transmisión (DT), la organización de las subastas, el calendario de actividades, los requisitos de participación, y las disposiciones de conciliación, facturación y liquidación de los DT; mismo que se aplica de forma integral con lo establecido en el resto de la Regulación Regional, en específico con lo indicado en el capítulo 8 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

**II**

Que con base en la información publicada por el Ente Operador Regional (EOR) en su página web, se identifica el siguiente calendario de asignaciones de DT: Asignación A1901: 7 de diciembre de 2018; Asignación M1901: 7 de diciembre de 2018; Asignación M1902: 8 de enero 2019; Asignación M1903: 7 de febrero 2019; Asignación M1904: 7 de marzo 2019; Asignación M1905: 5 de abril 2019; Asignación M1906: 8 de mayo 2019; Asignación A1907: 7 de junio 2019; y Asignación M1907: 7 de junio 2019.

**III**

Que en la operación del Mercado Eléctrico Regional (MER), esta Comisión ha identificado una problemática relacionada con los altos costos que han generado la operación de los Contratos Firmes y los Derechos Firmes asociados, ante las continuas restricciones nacionales de las áreas de control de El Salvador y Nicaragua. Dicha problemática se resume a continuación.

Cuando el predespacho regional se enfrenta a condiciones críticas, derivadas de restricciones de los sistemas y mercados nacionales, que limitan la capacidad de transmisión, transferencia entre áreas, importación, exportación o porteo, y existen DT vigentes y/o Energías Requeridas (ER) de Contratos Firmes (CF) declaradas y autorizados por las mismas Autoridades Competentes Nacionales, existen dos problemáticas que afectan al MER:

- a) El riesgo de insuficiencia financiera de los DT, que implica el pago de las Rentas de Congestión (RC) de los DT, ante los incrementos de los diferenciales de precios ex ante, derivados de las congestiones, donde dicha RC se paga a los titulares de los DT, por toda la potencia asignada, mientras que el ingreso por el Costo Variable de Transmisión (CVT)



solamente es por el volumen de transacciones, que puede ser inferior a los DT. En teoría las Pruebas de Factibilidad Simultánea (PFS) de las subasta de los DT, deberían garantizar la suficiencia financiera de los DT, sin embargo en la práctica se observa que dicha teoría no se cumple con las condiciones actuales del MER, es decir que la RC es mayor que el CVT recolectado, produciendo un costo ineficiente que afecta al MER.

- b) La criticidad de abastecer las ER de los CF con ofertas de inyección con precios más altos que el precio dispuesto a pagar por el vendedor del CF (reemplazo de inyección), esto genera una ineficiencia en la optimización del predespacho, que se traduce en transferir la diferencia entre dichos precios al CVT, ya que esta diferencia se convierte en un costo no agregado a las transacciones y por lo tanto con afectaciones al MER.

Con base en lo anterior, se ha identificado que existen aspectos no considerados por la actual Regulación Regional, que deben ser atendidos con urgencia:

- a) Las RC debieran ser cubiertas por el CVT (suficiencia financiera de los DT), es decir que la misma esté limitada por el volumen de transacciones; y
- b) La optimización del abastecimiento de la ER, con otras ofertas de inyección distintas a la del vendedor del CF (reemplazo de inyección), debería ser aplicada solo bajo condiciones de competencia, y no en condiciones críticas y restrictivas, es decir cuando la oferta del vendedor se ve restringida, de lo contrario estaríamos ante una condición de “generación forzada”, la cual no está contemplada en el MER, ni su forma de conciliación y liquidación.

En ese contexto, se han valorado las siguientes propuestas: a) mantener las RC de los DF asignados y los CF declarados en el MER y trasladar los Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN) al mercado nacional responsable de los mismos; y b) medida de mitigación urgente en las RC y reducción de los CF.

#### IV

Que con el fin de abordar la problemática planteada, esta Comisión sometió al proceso de Consulta Pública (CP-06-2018) la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA TRANSITORIA DE CÁLCULO, CONCILIACIÓN, FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL PEAJE, CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN Y DEL CARGO COMPLEMENTARIO DE LOS CARGOS POR USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-NP-19-2012 Y MODIFICADA POR LAS RESOLUCIONES CRIE-35-2014 Y CRIE-31-2018*”; misma que se realizó entre los días 5 al 19 de septiembre de 2018 y que como resultado se obtuvo una cantidad significativa de comentarios, los cuales serán valorados por la CRIE oportunamente. .

#### V

Que el día 15 de noviembre de 2018, el Presidente del Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) remitió oficio con referencia CDMER-2018-1115, mediante la cual expresó la oposición de dicho Consejo a la aprobación de la propuesta regulatoria contenida en la consulta pública CP-06-2018, indicando también que la Regulación Regional debe incorporar inmediatamente: a) un mecanismo de reconfiguración de los Derechos Firmes para evitar los costos adicionales por insuficiencia financiera; y b) un mecanismo de re despacho de Contratos Firmes para evitar los sobrecostos por precio mayor de compra al previsto.



## VI

Que se hace necesario establecer una solución regulatoria a la problemática de los costos asociados a las restricciones nacionales, siendo que: 1) la solución regulatoria a la problemática de los costos asociados a restricciones nacionales, tomará más tiempo del previsto; 2) cada día los sobre costos acumulan un monto promedio de \$113 mil, los cuales están siendo absorbidos por la Cuenta General de Compensación del MER (CGC), la que tiene como fin utilizar sus fondos para reducir los Cargos Complementarios (CC) que pagan todas las demandas de la región; 3) los costos asociados a restricciones nacionales son una amenaza a la liquidez del MER, a través del impacto diario promedio de \$113 mil a la CGC, que de seguir igual llegaría a saldos negativos convirtiéndose en costos adicionales a las demandas de la región mediante el pago del CC; 4) a la fecha las restricciones nacionales que han y siguen produciendo sobre costos importantes en el MER, son la capacidad de importación del área de control de El Salvador y la capacidad de porteo en sentido sur a norte del área de control de Nicaragua.

## VII

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 1 y 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), el objeto del Tratado es *“...la formación y crecimiento gradual de una Mercado Eléctrico regional competitivo (...) basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región (...)”*. Por su parte, se han establecido como fines del mismo: *“b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, que abastezca de forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. (...) f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, (...) g. Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”*

## VIII

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 22 y 23 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con independencia funcional y especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia, y que tiene como parte de sus objetivos generales *“(...) b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. c. Promover la competencia entre los agentes del mercado.”*; correspondiéndole dentro de sus facultades: *“(...) b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el mercado. c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos.”* Asimismo, de conformidad con lo establecido en el artículo 20 de dicho Tratado Marco, en el ejercicio de sus facultades la CRIE debe respetar los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad.

**IX**

Que de conformidad con lo establecido en el numeral 8.2.4 del Libro III del RMER: “*La CRIE establecerá los límites a las cantidades a subastar por cada Período de Validez, si considera que no se dan las condiciones de competencia o liquidez adecuadas.*”

**X**

Que en reunión a distancia RAD-134-2018, llevada a cabo el 05 de diciembre de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE, con el fin de atender de forma urgente la problemática de los costos asociados a las restricciones nacionales y con el objeto de asegurar el debido funcionamiento del MER, establece como medida de emergencia la limitación a cero de la cantidad a asignar en Derechos Firmes con periodo de vigencia a partir del 1 de enero de 2019 (inclusive la asignación A1901 y M1901), que cumplan con lo siguiente: a) DF que sean solicitados con nodos de retiro en el área de control de El Salvador; y b) DF que sean solicitados y que requieran utilizar la capacidad de porteo del área del control de Nicaragua en el sentido de sur a norte; tal y como se dispone.

**POR TANTO**

Con fundamento en lo establecido en el del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, sus Protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica:

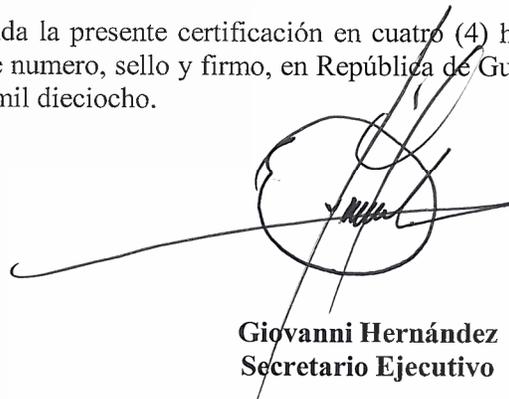
**RESUELVE**

**PRIMERO. LIMITAR** a cero la cantidad a asignar en Derechos Firmes con periodo de vigencia a partir del 1 de enero de 2019 (inclusive la asignación A1901 y M1901), que cumplan con lo siguiente: a) DF que sean solicitados con nodos de retiro en el área de control de El Salvador; y b) DF que sean solicitados y que requieran utilizar la capacidad de porteo del área del control de Nicaragua en el sentido de sur a norte; hasta tanto esta Comisión apruebe otra disposición.

**SEGUNDO. VIGENCIA.** La presente Resolución entrará en vigencia el día de su publicación en la página web de la CRIE.

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en cuatro (4) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día miércoles cinco (5) de diciembre de dos mil dieciocho.



**Giovanni Hernández**  
Secretario Ejecutivo



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