

## NOTIFICACIÓN/EOR

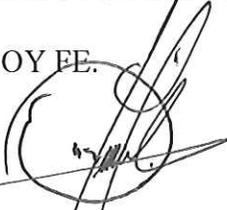
### COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA (CRIE)

POR MEDIO DE LA PRESENTE EL DÍA DE HOY NOTIFICO POR CORREO ELECTRÓNICO AL ENTE OPERADOR REGIONAL, LA RESOLUCIÓN NÚMERO CRIE-P-19-2014, QUE SE ADJUNTA A LA PRESENTE, EMITIDA EL VEINTIUNO DE AGOSTO DE DOS MIL CATORCE.

EN LA CIUDAD DE GUATEMALA, REPÚBLICA DE GUATEMALA, EL DÍA VEINTISEÍS DE AGOSTO DE DOS MIL CATORCE.

POR CORREO ELECTRÓNICO ENVIADO AL INGENIERO RENÉ GONZÁLEZ, DIRECTOR EJECUTIVO DEL ENTE OPERADOR REGIONAL.

DOY FE.

  
GIOVANNI HERNÁNDEZ  
SECRETARIO EJECUTIVO

  
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica  
SECRETARIO EJECUTIVO

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

**CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-P-19-2014, emitida el veintiuno de agosto del año dos mil catorce, donde literalmente dice:

**“RESOLUCION N° CRIE P-19-2014**

**LA COMISION REGIONAL DE INTERCONEXION ELECTRICA**

**CONSIDERANDO**

**I**

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central en su artículo 19, modificado por el artículo 7 del Segundo Protocolo, establece que “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”.

**II**

Que el artículo 11 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece: “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.”

**III**

Que el artículo 23 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece: “Las facultades de la CRIE son, entre otras: “(...) c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.”

#### IV

Que en el marco de las responsabilidades del EOR y en lo que se refiere a los estudios de seguridad operativa regionales, el numeral 1.5.3.2 del Libro I y el numeral 5.2.7.3 del libro III del RMER, establecen, respectivamente, lo siguiente: “1.5.3.2 En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: (...) i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; (...) iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor; (...) viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Reglamento;...” y “5.2.7.3 Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, podrán incluir lo siguiente: (...) o) Los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control; p) Restricciones eléctricas y operativas en el SER (...).”

#### V

Que el Libro III del RMER establece en el Numeral 5.1.13.1: “Cada OS/OM estará obligado a mantener actualizada la información técnica con destino a la Base de Datos Regional Operativa. Entre otros, las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional. En el caso en que un OS/OM no suministre al EOR información actualizada, el EOR utilizará la información más reciente de que disponga, hará la documentación necesaria según corresponda y notificará de esto a la CRIE”. Adicionalmente, el Libro I del RMER define Capacidad Operativa de Transmisión como: “Es la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño”.

#### VI

Que en el marco regulatorio vigente, están en proceso algunas acciones de carácter técnico-regional que están siendo impulsadas por parte del EOR referentes con dos estudios de consultoría, que se espera tendrán alguna incidencia sustantiva en la elaboración de los estudios de seguridad operativa para determinar las máximas transferencias entre las áreas de control del SER, las cuales son: “Estudios técnico económicos sobre la Reserva de Regulación Primaria de la Frecuencia, la Reserva de Regulación Secundaria, el Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia y el Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje del Sistema Eléctrico



Regional de América Central”, y “Metodología para el cálculo de las máximas transferencias de potencia entre las áreas de control del Sistema Eléctrico Regional de América Central”; adicionalmente, al término de un (1) año de la vigencia del PDC, relacionado con los CCSD, se presente los estudios técnico-económicos establecidos en el numeral 2.6.2 del Libro V del RMER, para establecer la conveniencia de modificarlos, complementarlos o ajustarlos.

## VII

Que la metodología utilizada por el EOR para determinar las máximas transferencias entre áreas de control, el EOR usa una metodología denominada “Determinación de las Máximas Transferencia de Potencia entre Países”, la misma fue elaborada por el EOR en el año 2006 en coordinación y con la participación activa de los OS/OMS de la región representados a través del Grupo Técnico de Seguridad Operativa o Comité Técnico de Seguridad Operativa –CTSO-, que es parte de los “Grupos de Trabajo en apoyo al EOR” según lo establece el numeral 1.5.5 del libro I del RMER, la cual ha sido utilizada hasta la fecha para realizar los distintos estudios regionales de Seguridad Operativa. Dicha metodología indicada aunque recoge la experiencia técnica de profesionales especializados en esta materia y responde a principios, métodos, premisas y lineamientos técnicos que están de acuerdo a las técnicas de estudios utilizadas internacionalmente, es recomendable que sea actualizada.

## VIII

Que el planeamiento operativo del MER tiene como objetivo suministrar a los agentes, actuales y futuros, los OS/OMS y a la CRIE, los análisis que se lleven a cabo por parte del EOR relacionados con la evolución esperada del uso de los recursos energéticos asociados con el suministro de energía eléctrica de la región, así como de la evolución de los indicadores de confiabilidad energética; para ello, el RMER establece en el libro II, Numeral 4.3.3 “La frecuencia de actualización del planeamiento operativo será anual, o antes si las circunstancias así lo indican. El horizonte de planeamiento operativo será de uno (1) a dos (2) años y las etapas máximas de resolución será de un (1) mes.”

## IX

Que el numeral 5.7.4.1 literal d) y e), del Libro III del Reglamento del MER, con relación a la programación de mantenimientos y entrada en operación de nuevas instalaciones de la RTR, establece que si el EOR verifica que con los programas de mantenimiento reportados no se preservan los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los OS/OM y Agentes Transmisores afectados, con el fin de que éstos reprogramen sus mantenimientos. Si pese a esto, no se logran restablecer los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, el EOR suspenderá o aplazará los mantenimientos



que sean necesarios. El EOR, con base en los estudios de seguridad operativa, definirá las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de las instalaciones en mantenimiento o por la entrada de nuevas instalaciones.

## X

Que el numeral 16.2.6.3 y 16.2.6.4 del Libro III del Reglamento del MER establece que después de una contingencia múltiple, se debe ajustar el sistema a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos, para que el mismo quede habilitado para soportar la siguiente contingencia. Durante este tiempo, se permite la reducción de las transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema un estado de operación normal. Después de una contingencia múltiple se permite que algunos elementos se carguen al límite térmico de emergencia, el cual es una función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga de los elementos al límite térmico continuo, debe coordinarse con el límite térmico de emergencia correspondiente.

## XI

Que el EOR actualmente realiza Estudios de Máxima Capacidad de Transferencia entre los países para los escenarios de demanda máxima, media y mínima, con una periodicidad semestral e incluye los siguientes tipos de análisis: estudios de flujos de carga, análisis de estabilidad transitoria y análisis de fallas. Dichos estudios, a pesar de disponer el mejor pronóstico del estado de los sistemas nacionales por parte del OS/OM, no son capaces de reflejar la dinámica de cambio en los perfiles de demanda, los cambios topológicos del sistema de transmisión y generación, en general, y por lo tanto, se requiere de estudios técnicos de seguimiento con actualizaciones mensuales, para proporcionar unos valores más realistas de la máxima capacidad de transferencia entre países, ya que actualmente con la metodología utilizada por el EOR, las capacidades máximas de transferencias entre países son inferiores a los esperados y restringen el desarrollo de las transacciones en el MER.

## POR TANTO

Con base en lo considerado, en uso de las facultades que le confiere el artículo 23 literales e) y f) del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central,



## RESUELVE:

**PRIMERO: INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que los estudios de corto plazo de seguridad operativa para la determinación de la máxima transferencia entre países se realice para cada semestre con actualizaciones mensuales; aplicando únicamente el criterio de contingencia simple (N-1) para la determinación de las máximas transferencias de potencia entre países.

**SEGUNDO: INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que las contingencias múltiples solo se evalúen para diseñar e implementar Esquemas de Control Suplementarios (ECS), que permitan minimizar los impactos en la seguridad operativa del SER; esta evaluación es parte de los estudios de Mediano Plazo.

**TERCERO: INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que presente a la CRIE, para su aprobación, el procedimiento que permita coordinar de manera óptima las solicitudes de mantenimientos que no se hayan incluido en el Plan Anual, para evaluar las justificaciones del solicitante previo a su aprobación. Lo anterior con el objetivo de prever posibles limitaciones en las transferencias por causa de mantenimientos en la RTR, las cuales deben ser resultantes de los estudios de seguridad operativa y el planeamiento operativo regional, que utilice el EOR para efectuar la coordinación de los planes de mantenimiento de las instalaciones que conforman la RTR.

**CUARTO: INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que desarrolle y presente para su aprobación a la CRIE los criterios que deberá seguir cada Agente Transmisor para el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión de sus instalaciones; lo anterior, para que todos los operadores de los países utilicen los mismos criterios regionales para determinar las capacidades de los elementos de transmisión; en condición normal y ante contingencia simple, utilizar el límite térmico continuo y ante contingencia múltiple, utilizar el límite térmico de emergencia.

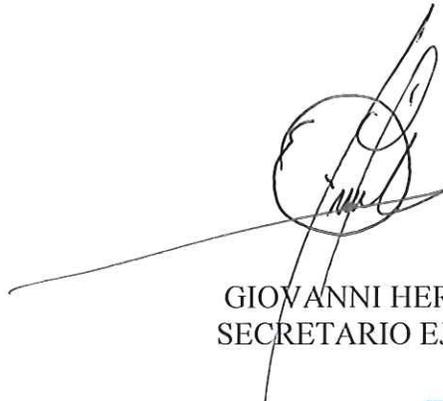
**QUINTO:** Instruir al EOR para implementar las medidas del Resuelve PRIMERO y SEGUNDO, a partir de la notificación de esta Resolución.

**SEXTO:** Instruir al EOR para que presente el procedimiento y los criterios indicados en los resuelve TERCERO y CUARTO, respectivamente, a más tardar un mes contado a partir de la notificación de esta Resolución.



**NOTIFÍQUESE por correo electrónico al Ente Operador Regional – EOR-  
PUBLÍQUESE EN LA PÁGINA WEB DE LA CRIE.”**

Quedando contenida la presente certificación en seis (06) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en la ciudad de Guatemala, república de Guatemala, a los veintiséis días del mes de agosto de dos mil catorce.



GIOVANNI HERNÁNDEZ  
SECRETARIO EJECUTIVO

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