

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-02-2017, emitida el veintiséis de enero de dos mil diecisiete, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-02-2017

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que mediante Resolución CRIE-09-2005, del 15 de diciembre de 2005, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE-, aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-, el cual entró en vigencia en julio de 2013, de conformidad con lo establecido en la Resolución CRIE-NP-69-2013.

II

Que mediante resolución CRIE-P-03-2014, del 18 de febrero de 2014, la CRIE emitió el *“Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”*, modificado mediante Resoluciones CRIE-42-2016, del 21 de julio de 2016; CRIE-57-2016, del 22 de septiembre de 2016, CRIE-62-2016, del 20 de octubre de 2016 y CRIE-77-2016 del 14 de diciembre de 2017.

III

Que mediante oficio No. EOR-DE-10-08-2016-505, del 10 de agosto de 2016, el Ente Operador Regional -EOR-, presentó a esta Comisión, el Informe de Regulación Extraordinaria del MER (IRMER-E-01-2016, de agosto 2016), el cual incluye una propuesta de reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional, regulado en la resolución CRIE-P-03-2014 del 18 de febrero de 2014.

IV

Que mediante el *“Informe Diagnóstico del Mercado Eléctrico Regional”*, número GT-28-2016, del 02 de noviembre de 2016, la Gerencia Técnica de la CRIE analizó la propuesta presentada por el EOR; y, recomendó una propuesta de mejora regulatoria al *Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Trasmisión Regional*.



V

Que la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, en sesión celebrada el 21 de noviembre de 2016, ordenó publicar en el sitio web de la CRIE, el *Informe Diagnóstico del Mercado Eléctrico Regional*, número GT-28-2016, según lo establecido en el número 2.3.24 del Libro I del RMER.

VI

Que mediante resolución CRIE-70-2016, del 24 de noviembre de 2016, atendiendo las conclusiones y recomendaciones del Informe GT-28-2016, citado; se inició el proceso de consulta pública 11-2016, con el fin de obtener observaciones y comentarios a la propuesta de *"Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014"*.

VII

Que dentro del procedimiento de Consulta Pública identificado como 11-2016, el cual se extendió del 24 de noviembre de 2016 al 8 de diciembre de 2016, se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades: Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Asociación de Comercializadores de energía eléctrica (ASCEE) de Guatemala, Comercializadora Eléctrica de Guatemala (COMEGSA), Duke Energy Guatemala y Cia, S.C.A., Comercializadora ELECTRONOVA, S.A. (ELECTRONOVA), Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (GGUEE), Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (GUATEMEL), Jaguar Energy Guatemala LLC, Puerto Quetzal Power LLC y Poliwatt Limitada, Renace, S.A., Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A., Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y el Ente Operador Regional.

VIII

Que la Gerencia Técnica y la Gerencia Jurídica, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del procedimiento de consulta pública, mediante informe GT-2016-33 /GJ-84-2016, del 27 de diciembre de 2016, considera pertinente acoger parte de ellas e introducir algunos ajustes a la propuesta original de *"Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014"*.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo 19, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional.

II

Que con fundamento en el artículo 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, literal a) que señala como uno de sus objetivos generales, el de *Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios (...)*, razón por la cual en el artículo 23 le asigna dentro de las facultades las siguientes: *a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...), e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales*".

III

Que la propuesta de mejora regulatoria, tiene los siguientes objetivos: (1) Reducir los tiempos y las complejidades en el desarrollo de los estudios técnicos que deben realizar los solicitantes como parte de los requisitos a presentar ante la CRIE; (2) Optimizar el tiempo y los recursos dedicados de parte del EOR, la CRIE los OS/OM y Agentes transmisores, en el proceso de análisis técnico de las solicitudes de conexión a la RTR; (3) Mejorar el procedimiento de la etapa de puesta en servicio de las instalaciones, contenido en el numeral 5.4 de la Resolución CRIE- P-03-2014; (4) Establecer el alcance de los estudios eléctricos a realizar por el solicitante, como parte de los requisitos de trámite de solicitud de conexión a la RTR, definiendo los tipos de análisis a realizar (capítulo 18, Libro III, RMER) y los escenarios a ser evaluados (capítulo 17 Libro III, RMER) considerando el tipo y tamaño del proyecto; (5) Establecer la excepción de realizar los estudios técnicos establecidos en el capítulo 17 y 18 del Libro III del RMER, para las Ampliaciones Planificadas y a Riesgo que han sido identificadas en los estudios de planificación que realiza el EOR conforme al capítulo 10 del Libro III del RMER. (6) Mejorar el procedimiento para autorización de conexión, puesta en servicio de elementos de transmisión y plantas de generación a la RTR y (7) Fijar las competencias de los organismos regionales dentro del procedimiento en la etapa del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER, contenido en la Resolución CRIE- P-03-2014;

IV

Que esta Comisión sometió al proceso de consulta pública la propuesta de "*Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014*", contenida en el informe GT-2016-33/GJ-84-2016, del 27 de diciembre de 2016. Dentro del procedimiento de Consulta Pública 11-2016, se presentaron 15 participantes, indicados en el resultando VII de la presente resolución. Sus observaciones fueron valoradas y

analizadas, considerándose apropiado acoger parte de ellas y, en consecuencia, ajustar la propuesta de *“Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”*, en lo pertinente, y aprobarla tal y como se dispondrá, teniéndose como respuesta a sus observaciones lo indicado en el informe GT-2016-33 /GJ-84-2016 del 27 de diciembre de 2016, el cual forma parte de la presente resolución.

V

Que la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo estudiado la propuesta planteada por la Gerencia Técnica y Gerencia Jurídica, contenida en el informe GT-2016-33 /GJ-84-2016 del 27 de diciembre de 2016, y habiendo debatido sus conclusiones, decidió atender el contenido del mismo y acordó aprobar la propuesta de *“Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”*.

POR TANTO:

La CRIE, atendiendo las recomendaciones de la Gerencia Técnica y la Gerencia Jurídica, contenida en el informe GT-2016-33 /GJ-84-2016 del 27 de diciembre de 2016, y con base en lo considerado y normas citadas del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE,

RESUELVE:

PRIMERO. APROBAR la modificación del *“Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”*.

SEGUNDO. MODIFICAR el *“Procedimiento para el el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”* en los siguientes términos: **a)** Adicionar al Capítulo 17, del Libro III del RMER, una sección denominada: 17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR; **b)** Modificar los incisos ii) y iii), del literal b) del numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER; y, **c)** Modificar el numeral 5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones y la Tabla 2- Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER, del numeral 3. Procedimiento de Acceso a la RTR de la Resolución CRIE-P-03-2014, el detalle de las modificaciones se muestran en el Anexo de la presente resolución y es parte integrante de ésta.

TERCERO. DISPOSICIÓN TRANSITORIA. Las solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional que se encuentren en trámite, antes de la entrada en vigencia de esta resolución, se registrarán por la normativa vigente al momento de su presentación.

CUARTO. VIGENCIA. La presente resolución cobrará vigencia a partir de su firmeza.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en sesenta (60) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día jueves nueve (09) de febrero de dos mil diecisiete.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

**Anexo Resolución No. CRIE-02-2017 DOCUMENTO FINAL RESULTADO DE LA
CONSULTA PÚBLICA 11-2016**

1. Adicionar al Capítulo 17, del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico

Regional (RMER), la siguiente sección:

17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR

17.7.1. Los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR, indicados en los Capítulos 17 y 18 del Libro III del RMER, son establecidos según el tipo y tamaño del proyecto, conforme a la siguiente categorización:

a) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud menor o igual a 10 km

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III).

iii. Estudio de Cortocircuitos

b) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud con longitud mayor de 10 km y menor o igual a 150 km

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III).

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

c) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud mayor a 150 km



- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
 - ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III)
 - iii. Estudio de Cortocircuitos
 - iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.
 - v. Estudios de transitorios electromagnéticos, cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección; para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.
- d) Autotransformadores de Potencia o Transformadores de potencia para transmisión (con conexión a tensiones primarias y secundarias iguales o mayores a 115 kV)
- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
 - ii. Estabilidad de voltaje
 - iii. Estudio de Cortocircuitos
- e) Compensación reactiva
- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
 - ii. Estabilidad de voltaje
 - iii. Estudio de Cortocircuitos
- f) Conexión de demandas < 25 MVA
- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
- g) Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW
- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estudio de Cortocircuitos

h) Conexión de demandas > 25 MVA

Si la demanda no es de tipo industrial:

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos

Si la demanda es de tipo industrial:

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos u otro, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor consideren conveniente.

i) Proyectos de generación con capacidad mayor a 10 MW

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

Los estudios para cualquier otro tipo de proyectos que soliciten conectarse a la RTR, que no estén contenidos dentro de las categorías anteriores, tales como enlaces extraregionales, líneas de corriente directa, electrónica de potencia, transformadores para aplicaciones especiales (filtro de armónicos, puesta a tierra, desfase angular), y otros; serán los que determine la CRIE a solicitud del EOR, quien los propondrá previa coordinación con el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto.



17.7.2. El EOR indicará el horizonte de los escenarios a ser analizados para cada uno de los años siguientes, a partir de la fecha que se indique para la puesta en servicio de la ampliación propuesta, según lo siguiente:

a) Para las categorías de proyecto indicadas como a, b, c, d, e, f y g, en el numeral anterior, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de un (1) año.

b) Para las categorías de proyecto indicadas h e i, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de tres (3) años.

17.7.3. Los Solicitantes o Agentes interesados en construir las ampliaciones Planificadas y a Riesgo aprobadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 del Libro III del RMER, identificadas en los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico de mediano plazo que realiza el EOR conforme el Capítulo 10 del Libro III del RMER, a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 del Libro III del RMER, podrán utilizar los estudios antes mencionados, o realizar lo requerido en el literal c) del numeral 11.3.6 del Libro III del RMER. Si el proyecto o ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional; para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Solicitante, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

2. Modificar los incisos ii) y iii), del literal b), del numeral 4.5.4.1, del libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), de la siguiente forma:

ii. EL EOR, basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente Transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias, elaborará un informe sobre el diseño técnico de detalle; y

iii. El EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE. El diseño técnico de detalle aprobado por el EOR deberá contener el mismo esquema y

componentes eléctricos del diseño básico de las instalaciones, incluido en la Solicitud de conexión a la RTR aprobada por la CRIE.

3. Modificar la “Tabla 2 – Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER”, en su “Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle”, contenida en la Resolución No. CRIE-P-03-2014, referida al “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, en el siguiente sentido: la “Aprobación final del Diseño Técnico de Detalle”, le corresponde al Ente Operador Regional –EOR-.

4. Modificar el numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014, de la siguiente forma:

“5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones

Los pasos que a continuación se describen tienen como objeto dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.5.4 “Autorización para la Puesta en Servicio de Conexión”, del Libro III del RMER.

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE, y realizado lo establecido en el numeral 5.2 Etapa del Diseño Técnico de Detalle y 5.3 Parametrización de sistemas de control y protecciones de este procedimiento, aprobado según Resolución No. CRIE-P-03-2014.

Paso 1: El Agente propietario de las nuevas instalaciones, una vez finalizadas las pruebas para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), informa al OS/OM y el OS/OM con al menos quince (15) días calendario de anticipación, envía al EOR la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento, incluyendo la respectiva Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR (SOLMANT), para incluir la puesta en servicio.

El OS/OM debe adjuntar a dicha solicitud para su verificación la documentación siguiente:

- a. Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR;
- b. Aprobación del Diseño Técnico de Detalle;
- c. La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones evaluados por el Agente Transmisor y el OS/OM, y aprobados por el EOR;



- d. La integración al Control Automático de Generación, si aplica;
- e. Los resultados de las pruebas y ensayos de campo incluyendo los resultados de las pruebas del monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR);
- f. El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR;
- g. La certificación de auditoria SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional, según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro II del RMER;
- h. La solicitud de modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.

Paso 2: El EOR dentro del plazo de diez (10) días calendario, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez que ha verificado el cumplimiento de la presentación de la documentación indicada en el paso 1 y ha verificado que las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente.

En caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro del plazo indicado, se considerará que el EOR no tiene objeción y se tendrá por autorizada la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR.

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso -el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real del SER- actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

5. Establecer la siguiente Disposición Transitoria:

“Las solicitudes de acceso a la RTR que se encuentren en trámite, se registrarán por la normativa vigente al momento de su presentación”.





COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME GT-2016-33 / GJ-84-2016

CONSULTA PÚBLICA 11-2016

PROPUESTA: “REFORMA AL PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL - RTR-, CONTENIDO EN EL RMER Y EN LA RESOLUCIÓN CRIE-P-03-2014”.

INFORME GT-2016-33 /GJ-84-2016	
Responsables	Firma
José Linares	
Edgar De Asís	
Juan Manuel Quesada	
Patricia Mayorga	

27 de diciembre de 2016

Contenido

1.	<u>ANTECEDENTES</u>	3
2.	<u>JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA.</u>	3
3.	<u>BASE REGULATORIA</u>	5
4.	<u>ANÁLISIS CONSULTA PÚBLICA 11-2016</u>	6
5.	<u>CONCLUSIONES</u>	35
6.	<u>RECOMENDACIÓN</u>	43
7.	<u>DOCUMENTO FINAL RESULTADO DE LA CONSULTA PÚBLICA:</u>	43



1. ANTECEDENTES

Atendiendo lo presentado por el Ente Operador Regional (EOR) en su Informe de Regulación del Mercado Eléctrico Regional Extraordinario, IRMER-E01-2016, de agosto de 2016 (IRMER-E-01-2016) y las conclusiones y recomendaciones del Informe GT-28-2016 “INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL NOVIEMBRE DE 2016”, del 2 de noviembre de 2016 emitido por la Gerencia Técnica de la CRIE; el 24 de noviembre de 2016 por medio de la Resolución CRIE-70-2016, se inició el proceso de consulta pública 11-2016 con el fin de obtener observaciones y comentarios de la propuesta de: “Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional- RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”.

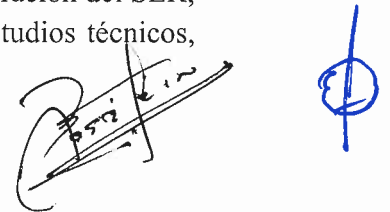
Dentro del procedimiento de Consulta Pública, se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades: Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ASCEE) de Guatemala, Comercializadora Eléctrica de Guatemala (COMEGSA), Duke Energy Guatemala y Cia, S.C.A., Comercializadora ELECTRONOVA, S.A. (ELECTRONOVA), Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (GGUEE), Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (GUATEMEL), Jaguar Energy Guatemala LLC, Puerto Quetzal Power LLC y Poliwatt Limitada, Renace, S.A., Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A., Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y del Ente Operador Regional.

En este informe se presentan las respuestas a las observaciones y comentarios recibidos, tomando en cuenta que los sujetos consultados hayan cumplido con las formalidades del proceso, entre ellas se verificará que los comentarios sean claros, concisos y congruentes a lo consultado, indicando las razones de hecho y de derecho pertinentes; haber cumplido con el plazo antes mencionado relativo a la hora y fecha de cierre de recepción; y se haya consignado el medio para recibir notificaciones por parte de la CRIE; todo lo anterior, con base en lo establecido en el procedimiento de consulta pública de la CRIE, Resolución CRIE-08-2016.

2. JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA.

Los proyectos de generación y transmisión (líneas, compensación reactiva, subestaciones), en dependencia de su tipo y tamaño, impactan de manera diferente en la operación del SER; por lo tanto, es conveniente que los requerimientos de análisis para los estudios técnicos, sean diferenciados con el propósito de:

- i. Realizar los análisis relevantes que sean pertinentes para cada proyecto.

A handwritten signature in black ink is written over a blue circular stamp. The stamp contains some illegible text and a central emblem. To the right of the signature, there is a separate blue circular mark, possibly a second stamp or a checkmark.

ii. Optimizar los tiempos y recursos dedicados por el Solicitante, el OS/OM, el Agente Transmisor, el EOR y la CRIE, para el análisis de dichos estudios.

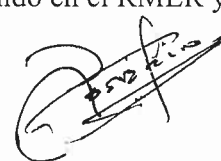
Adicionalmente, se ha identificado la necesidad de incluir en la regulación regional, los criterios para establecer el alcance de los estudios técnicos para los proyectos, en dependencia de su tipo y tamaño, y de esta manera evitar discrecionalidad en el establecimiento de premisas técnicas y la aplicación de la norma.

Por otra parte, se ha observado la conveniencia de limitar el horizonte de tiempo de los escenarios de análisis establecidos en la regulación regional, de tal manera que abarque como máximo de un año a tres años (actualmente abarca 5 años), considerando que un horizonte mayor a tres años implica mayor incertidumbre en las condiciones esperadas del SER.

Asimismo, conforme a lo establecido en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, para el caso de las Ampliaciones Planificadas y a Riesgo, que resultan de los estudios de Planificación de Largo Plazo y del Diagnóstico de Mediano Plazo, el EOR debe realizar los estudios indicados en el Capítulo 18 del Libro III del RMER, para verificar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), por lo tanto, para el trámite de solicitudes de conexión a la RTR a ser aprobadas por la CRIE, no se observa la necesidad de que los desarrolladores, realicen nuevamente los análisis ya realizados por el EOR, para las Ampliaciones Planificadas y a Riesgo.

Respecto al procedimiento para la puesta en servicio de las instalaciones, se considera conveniente que en el numeral 5.4 del “Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la RTR” se adopte el texto del “Procedimiento para autorización de conexión y puesta en servicio de elementos de transmisión y plantas de generación a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, el cual fue elaborado por la Administración del EOR en conjunto con los OS/OM, y de esta manera se integre a la regulación, ayudando a simplificar la información para los agentes del MER.

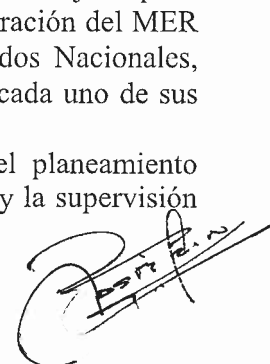
La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- comunicó en su página web que a partir de las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM -6) del jueves 24 de noviembre de 2016, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM -6) del jueves 08 de diciembre de 2016, estuvo abierta la Consulta Pública 11-2016 convocada para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la “Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional - RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”.



3. BASE REGULATORIA

Los requerimientos que se detallan en la propuesta tienen su base regulatoria en la normativa siguiente:

- a. Numeral 1.8.4.2, Libro I, RMER: Modificaciones propuestas por agentes del mercado, OS/OMS y el EOR
(...)
 - f) El EOR reunirá y organizará las solicitudes de modificaciones al RMER presentadas por los agentes del mercado y los OS/OMS y las incluirá en el Informe de Regulación del MER descrito en el numeral 2.3.2, junto con su evaluación de las mismas.
 - g) El EOR incluirá también en el Informe de Regulación sus recomendaciones para realizar ajustes y modificaciones al RMER que considere convenientes para la operación eficiente del Mercado y del SER.
- b. Numeral 1.8.4.3, Libro I, RMER: Modificaciones propuestas por la CRIE
La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al RMER. La CRIE incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del MER descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del MER, la CRIE dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al RMER establecido en el numeral 1.8.4.4.
- c. Glosario, Libro I, RMER, **Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño**: Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.
- d. Glosario, Libro I, RMER, **Conexión a la Red de Transmisión Regional**: Es la vinculación eléctrica a la RTR de uno o más Agentes que cumple con los Criterios de calidad, seguridad y desempeño.
- e. Glosario, Libro I, RMER, **Red de Transmisión Regional**: Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.
- f. Numeral 1.4.4, Libro I, RMER, **Planeamiento y Operación Técnica del MER**: La operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.
El planeamiento y la operación técnica del MER comprenden el planeamiento operativo y, la seguridad operativa, el predespacho regional diario y la supervisión de la operación en tiempo real.



- g. Numeral 1.4.4.1, Libro I, RMER, **Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa**: El planeamiento operativo y la seguridad operativa regional comprenden las proyecciones del comportamiento futuro del MER, la identificación de restricciones técnicas de la RTR, la programación del mantenimiento de las líneas y equipos de la RTR y el programa de entrada y retiro de instalaciones de la RTR.
- h. Numeral 1.5.3.2, Libro I, RMER, En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de:
 - (...)
 - b) Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en Libro III del RMER, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento;
 - (...)
 - i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoria de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional; (...).
- i. Numeral 4.5.3.1, Libro III del RMER: El solicitante, deberá incluir en su solicitud los estudios de la RTR, según los requerimientos del Capítulo 17 de este Libro. Los resultados de los estudios deberán demostrar que: *(el subrayado es propio)*.
 - (...)
- j. Numeral 16.2.1, Libro III del RMER: Es responsabilidad de cada OS/OM operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación de su país y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.
- k. Numeral 16.2.2, Libro III del RMER: Es responsabilidad del EOR coordinar la operación del SER cumpliendo con los CCSD.

4. ANÁLISIS CONSULTA PÚBLICA 11-2016

Durante la fase de la Consulta Pública 11-2016, se presentaron observaciones por parte de quince (15) entidades siendo las siguientes: Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ASCEE) de Guatemala, Comercializadora Eléctrica de Guatemala (COMEGSA), Duke Energy Guatemala y Cia, S.C.A., Comercializadora ELECTRONOVA, S.A. (ELECTRONOVA), Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (GGUEE), Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (GUATEMEL), Jaguar Energy Guatemala LLC, Puerto Quetzal Power LLC y Poliwatt Limitada, Renace, S.A., Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A., Unidad de




Transacciones, S.A. de C.V., Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y del Ente Operador Regional.

Para las observaciones planteadas por cada uno de los participantes mencionados, se procede a detallar cada uno de los comentarios y observaciones recibidas y a realizar el análisis a cada uno de ellos, agrupándolos cuando ellos están referidos al mismo tema o numeral de la propuesta:

AMM y GGUEE

Adiciones al Capítulo 17 del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER):

Están de acuerdo en que los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), indicados en los Capítulos 17 y 18 del Libro III del RMER, sean establecidos según el tipo y tamaño del proyecto.

Análisis CRIE: No se tienen comentarios.

AMM

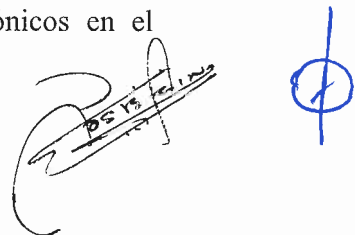
Tomando en consideración que, una demanda mayor a 25 MVA normalmente es del tipo industrial, se solicita que, como parte de los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR de la categoría “h) Conexión de demandas > 25 MVA”, se elaboren estudios transitorios electromecánicos, analizando adicionalmente rampas de toma de carga, rampas de bajada y variabilidad.

GGUEE

Los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR de la categoría “h) Conexión de demandas > 25 MVA”, no deben considerar estudios de estabilidad transitoria. Una demanda mayor a 25 MVA es del tipo industrial por lo que se recomienda la ejecución de estudios transitorios electromecánicos.

Análisis CRIE a los comentarios del AMM y GGUEE: Si la demanda es de tipo industrial se acepta el comentario, por lo que se complementará la redacción considerando este y otros estudios que considere el EOR, en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el Proyecto; tomando en cuenta que la conexión de una carga del tipo industrial, puede también generar inyecciones de armónicos en el sistema.

AMM

Handwritten signature in blue ink, followed by a blue circle with a diagonal line through it.

Se solicita eliminar la categoría “j) *Interconexiones extra regionales*”, como parte de los alcances a los estudios eléctricos de conexión a la RTR (17.7.1 de la propuesta).

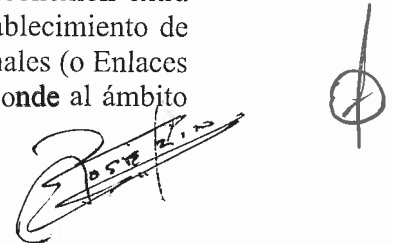
De conformidad con lo dispuesto en el artículo 4 del Segundo Protocolo, que modificó el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, *Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional.* (El énfasis es propio). Dicha disposición enuncia con claridad que la RTR la integran las líneas de interconexión entre países miembros, que posibilitan la transferencia de energía entre ellos.

Cualquier norma de inferior jerarquía que contradiga esa disposición del Segundo Protocolo (norma Supra, vigente para todos los países de la región a partir de 2012) resulta nula de pleno derecho y, por tanto, inaplicable. Tal es el caso de diversas disposiciones normativas contenidas en el RMER, resolución CRIE-09-2005, del año 2005, anterior al Segundo Protocolo, que resultan inaplicables y contrarias a dicho protocolo, concretamente en cuanto a pretender incluir a Enlaces extra regionales dentro de la RTR.

De igual forma, la categoría j) del numeral 17.7.1 de la propuesta –*Interconexiones extra regionales*- resultaría nula de pleno derecho e inaplicable, en caso se apruebe, dado que el Segundo Protocolo, por jerarquía normativa establece que la RTR la integran líneas de interconexión entre los países miembros del MER. De tal disposición se desprende que aquellas instalaciones que posibilitan la interconexión con países no miembros del MER, no forman parte de la RTR ni son competencia de la regulación regional.

El propio Glosario del Libro I del RMER considera que *Enlace Extraregional es la Interconexión eléctrica del SER con el sistema eléctrico de un País no Miembro del MER*. El prefijo “Extra-” significa “por fuera de”, como lo define la Real Academia Española; de esa cuenta, extra regional significa por fuera de la región. Con tal significado, no procede incluir dentro de la regulación regional -ni dentro de la RTR- a una instalación que está fuera de esta, y está así definida por el propio RMER.

La esfera de actuación de la regulación regional y de la CRIE respecto de la RTR quedó determinada en el Segundo Protocolo. De ahí que toda interconexión extra regional sea ajena al MER, resultando inapropiado pretender el establecimiento de requisitos y de estudios a la categoría de Interconexiones extra regionales (o Enlaces extra regionales, como quiera que se le llame), pues esta no corresponde al ámbito de acción de las instituciones regionales ni de su normativa.



Por todo lo anterior, se reitera y enfatiza la solicitud de eliminar la categoría “j) Interconexiones extra regionales”, como parte de los alcances a los estudios eléctricos de conexión a la RTR (17.7.1).

CNEE

Respecto a la adición de la sección 17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR, propuesta en el numeral 1 de la modificación, se solicita excluir la literal j) que se propone como parte del numeral 17.7.1 de la presente reforma, derivado que resulta inaplicable según lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo No. 12 (último párrafo), donde se establece que la Red de Transmisión Regional es el conjunto de líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros que posibilitan las transferencias de energía y transacciones en el MER, por lo que las conexiones extra regionales no se encuadran en las condiciones que establece esta definición.

ASCEE, COMEGSA, DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA, S.C.A. Y ELECTRONOVA

En relación a la adición 17.7 “Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR” en el numeral 17.7.1 solicitamos eliminar el inciso j) Interconexiones extra regionales debido a que contraviene el artículo 4 del Segundo Protocolo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, que establece los límites de la Red de Transmisión Regional, los cuales no incluyen las interconexiones extra regionales y que literalmente dice lo siguiente:

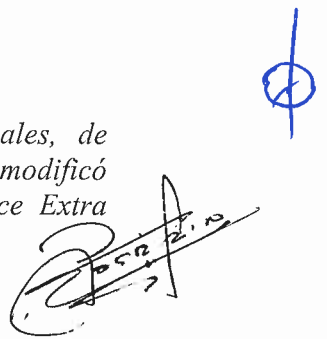
“Artículo 4. Reformar el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, adicionando un Segundo párrafo el que se leerá así: “Los sistemas interconectados nacionales de la región que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional”.

En tal sentido, queda definido que las interconexiones extra regionales no forman parte de la Red de Transmisión Regional -RTR- debido a que no pertenecen al Tratado Marco y se rigen por sus propios convenios bilaterales.

El Ente Operador Regional -EOR- y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- deben limitarse a lo que establece el Tratado Marco y sus protocolos vigentes.

GGUEE

No es competencia del RMER regular Interconexiones extra regionales, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 4, del Segundo Protocolo, que modificó el artículo 12 del Tratado Marco, y las definiciones de la RTR, Enlace Extra



Regional y Países Miembros, contenidos en el propio RMER, por lo que no estamos de acuerdo en que se definan los alcances a los estudios eléctricos de conexión a la RTR de la categoría “j) Interconexiones extra regionales”.

GUATEMEL, PUERTO QUETZAL POWER LLC Y POLIWATT LIMITADA

Artículo 17.7 Alcance de los estudios eléctricos solicitudes de conexión a la red de transmisión regional del Libro III del RMER. Solicitamos que sea eliminado el inciso j) del numeral 17.7.1, pues contraviene el contenido del artículo 4 del Protocolo 2 del Tratado Marco de América Central, el cual no incluye dichos elementos como parte de la Red de Transmisión Regional, pues éste literalmente dice lo siguiente: “Artículo 4. Reformar el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, adicionando un Segundo párrafo el que se leerá así: “Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional”.

Debe recordarse también el Ente Operador Regional -EOR- y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE- deben ejercer sus funciones dentro de lo que el Tratado Marco y sus Protocolos establecen.

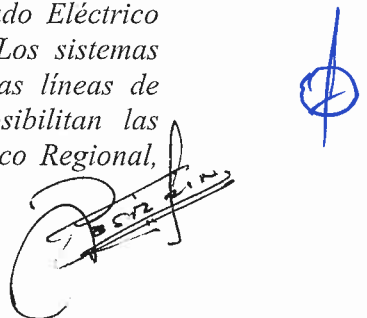
JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC

La intención de adicionar el inciso j) del numeral 17.7.1 del Libro III del RMER, debe ser eliminado de la propuesta, pues de conformidad con el Artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (modificado por el Artículo 4 del Segundo Protocolo), las interconexiones extraregionales no forman parte de la Red de Transmisión regional. Por lo anterior se solicita eliminar de la propuesta el inciso citado, así como la actualización del RMER en ese sentido, ya que el Segundo Protocolo es un instrumento aprobado con posterioridad al RMER.

RENACE, S.A.

En relación a la adición 17.7 “Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR” en el numeral 17.7.1 solicitamos eliminar el inciso j) Interconexiones extra regionales debido a que contraviene el artículo 4 del Segundo Protocolo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, que establece los límites de la Red de Transmisión Regional, los cuales no incluyen las interconexiones extra regionales y que literalmente dice lo siguiente:

“Artículo 4. Reformar el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, adicionando un Segundo párrafo el que se leerá así: “Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional”.



Por lo anterior se puede observar que no queda definido que las interconexiones extra regionales formen parte de la Red de Transmisión Regional -RTR- debido a que no pertenecen al Tratado Marco y se rigen por sus propios convenios bilaterales.

COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.

El inciso J) del numeral 17.7.1 del Libro III del RMER, debe ser eliminado de la propuesta, pues de conformidad con el Artículo 4 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, las interconexiones extra regionales no forman parte de la Red de Transmisión regional. Asimismo solicitamos se contraste lo establecido en el RMER con lo establecido en el Segundo Protocolo, por haber sido este último instrumento, aprobado con posterioridad al RMER.

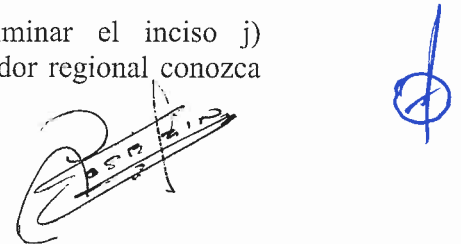
Análisis CRIE a los comentarios de AMM, CNEE, ASCEE, COMEGSA, DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA, S.C.A., ELECTRONOVA, GGUEE, GUATEMEL, PUERTO QUETZAL POWER LLC Y POLIWATT LIMITADA, JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC Y COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.:

Se aclara que lo dispuesto en el apartado 17.7.1, es aplicable a las solicitudes de conexión a la RTR, por lo tanto no es posible excluir este tipo de proyectos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, las redes de transmisión nacionales y regionales, son de libre acceso para los agentes. Sin embargo, ese acceso no es irrestricto. Con el fin de asegurar que el SER operará cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad y desempeño, establecidos en la normativa regional, dispone ésta que debe haber una autorización por parte del Regulador Regional, habiéndose cumplido con el procedimiento establecido al efecto. En ese sentido, con el fin de asegurar la operación segura y confiable del SER, es que resulta necesario incluir los análisis técnicos establecidos en la propuesta, para los proyectos “Enlace Extraregionales” que deseen conectarse a la RTR.

Cualquier interconexión con países no miembros del MER, que se tenga que conectar a la RTR, debe cumplir con los requerimientos establecidos para las conexiones por razones de seguridad técnica de todo el sistema interconectado, refiriéndonos específicamente al punto de conexión.

Por la razón antes expuesta, no se considera procedente eliminar el inciso j) Interconexiones extra regionales, ya que es importante que el regulador regional conozca los aspectos técnicos de las conexiones que puedan afectar al SER.



AMM

*En consonancia con el comentario anterior, tomando en consideración que el RMER fue emitido en 2005 y dada la vigencia posterior y jerárquicamente superior del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el Administrador del Mercado Mayorista solicita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica la **actualización completa del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional**, en todos sus libros, de manera que su contenido se adecúe de manera congruente con lo dispuesto por el Tratado Marco y sus protocolos.*

Análisis CRIE: Se informa que dentro del Plan Estratégico CRIE 2017-2021, dentro de su Objetivo 3, se ha plasmado como una acción estratégica “*AE.3.1 Consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo*”, que precisamente, aborda, no solo el tema de su consolidación, sino también su revisión y actualización.

No obstante lo anterior, se informa que lo sometido a consulta pública en esta oportunidad, a la luz de lo dispuesto en la resolución CRIE-70-2016, es una propuesta de mejora regulatoria, referida al procedimiento de solicitudes de conexión a la RTR, cuyo alcance se encuentra debidamente establecido. En ese sentido se informa, que las propuestas de mejora regulatoria, incluidas las de reforma y actualización del RMER, parciales o totales, se someterán oportunamente al trámite de consulta pública, en el que cualquier interesado podrá intervenir.

CNEE

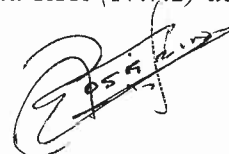
Se recomienda que cada vez que se realice una modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, se actualice y publique la versión actualizada del referido reglamento con la respectiva indicación de concordancia con registro histórico integrado de modificaciones; esto permitirá que, tal como se realiza para las modificaciones normativas en países que son Parte del MER, se cuente con una versión unificada y actualizada de la normativa a disposición de todos los Agentes.

Respuesta CRIE: Se considera importante, que instrumentos como el RMER, una vez modificados, se pongan a disposición en su versión actualizada. En ese sentido procederá este Ente Regulador.

AMM

Por el crecimiento natural de la demanda y por los cambios en la topología de la red del área de influencia, se deben dimensionar los montos de compensación reactiva en etapas, de tal manera que sea eficiente su uso y que operativamente se pueda ir conectando etapa por etapa mejorando la regulación de voltaje, según sea el requerimiento del voltaje del sistema. Por lo anterior, se solicita que el horizonte de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR (17.7.2) de la categoría “d) Compensación reactiva” sea de tres (3) años.

GGUEE



Es recomendable que el horizonte de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR de la categoría “d) Compensación reactiva” sea de tres (3) años. Por el crecimiento natural de la demanda y por los cambios en la topología en la red del área de influencia se podrá dimensionar el tamaño de las etapas, de tal manera que sea eficiente su uso y se pueda conectar etapa por etapa en función del requerimiento del voltaje.

JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC

Consideramos que los estudios de Compensación de Reactiva, deben realizarse con un horizonte de 3 años, por ser la potencia reactiva un elemento crítico en las capacidades de transmisión de la RTR y redes nacionales. La regulación regional y sus procedimientos deben garantizar que la capacidad de transferencia del proyecto SIEPAC sea el 100% de su capacidad de diseño original en el corto plazo y sostenible en el mediano plazo.

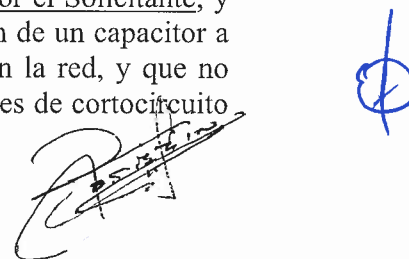
COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.

Consideramos que los estudios de Compensación de Reactiva deben realizarse con un horizonte amplio de por lo menos 3 años, debido a que es un elemento crítico en las capacidades de transmisión principalmente en los enlaces existentes y futuros, ya que consideramos más difícil la ampliación de un banco de reactores para ampliar su rango de operación.

Análisis CRIE a los comentarios del AMM, GGUEE, JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC Y COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.:

Los sistemas eléctricos de potencia, con déficit de potencia reactiva y que operan con bajos factores de potencia, presentan un bajo perfil de voltaje en sus barras o nodos, con voltajes fuera del rango permitido en las barras más lejanas, lo que podría resultar en una mala calidad del servicio. Para este tipo de sistemas, resulta necesario se realice un análisis de potencia reactiva, que permita conocer el valor de potencia reactiva que es necesario instalar en el sistema, identificar la forma óptima en la que debe instalarse y establecer las señales operativas con las que deben emplearse las compensaciones del área para las distintas condiciones operativas que pueden presentarse en el sistema. Para estos casos, si es razonable que el análisis sea de tres (3) años. El primero sería el año en el que podrían entrar en operación los primeros proyectos o etapas de compensación con el fin de determinar los requerimientos actuales de compensación y los siguientes dos (2) años permitirían encontrar los requerimientos futuros de compensación, adicionales a los actuales o encontrar en qué momento las compensaciones requeridas en el primer año de análisis, dejan de ser suficientes.

Sin embargo, la categoría “d) Compensación reactiva” es en el marco de una solicitud de conexión a la RTR de una compensación reactiva dada y determinada por el Solicitante; y valorando la justificación técnica del EOR que asegura que la instalación de un capacitor a la RTR, no tendrá impacto relevante en los flujos de potencia activa en la red, y que no obstante, al cambiar los perfiles de voltaje, habrá un cambio en los niveles de cortocircuito



y los flujos de reactivo en el sistema, por tanto, resulta de interés el análisis de los perfiles de voltaje, análisis de cortocircuito y la revisión de la disponibilidad de potencia reactiva para la estabilidad de voltaje; para este caso entonces es razonable técnicamente mantener un (1) año para los estudios técnicos.

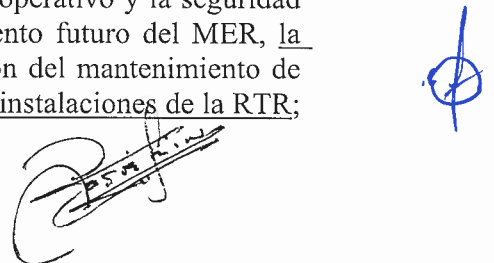
AMM

Teniendo en cuenta que tanto el Agente transmisor como el OS/OM, conocen las características y restricciones de operación de la red eléctrica donde se puede conectar un proyecto en su sistema eléctrico de potencia, los alcances de las premisas en principio deben ser proporcionadas por el OS/OM y Agente transmisor la cuales pueden ser coordinadas con el EOR, teniendo en cuenta que el EOR puede tener aspectos generales mínimos a cumplir, un ejemplo de esto es la propuesta de Código de Red regional. Por lo anterior, se solicita modificar la redacción propuesta del último párrafo del numeral 17.7.1., por la siguiente redacción:

“Para cualquier otro tipo de proyecto que solicite conectarse a la RTR, que no esté contenido dentro de las categorías anteriores, tales como líneas de corriente directa, electrónica de potencia, transformadores para aplicaciones especiales (filtro de armónicos, puesta a tierra, desfase angular) y otros, los alcances de los requerimientos para las premisas técnicas regionales serán los definidos por el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto en coordinación con el EOR, considerando su regulación nacional y lo establecido en el numeral 5.2.5.2 del Libro III del RMER y los capítulos 16, 17 y 18 del mismo Libro”.

Análisis CRIE: Tomando en cuenta que la conexión a la Red de Transmisión Regional, es la vinculación eléctrica a la RTR, de uno o más Agentes que cumple con los Criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD). Que los CCSD, son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER, sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control, cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

Así mismo, siendo que: **(1)** la operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el EOR es responsable y coordina la operación del MER y la RTR, mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, OS/OMS, son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países; **(2)** el planeamiento y la operación técnica del MER comprenden el planeamiento operativo y, la seguridad operativa, el predespacho regional diario y la supervisión de la operación en tiempo real; y **(3)** el planeamiento operativo y la seguridad operativa regional comprenden las proyecciones del comportamiento futuro del MER, la identificación de restricciones técnicas de la RTR, la programación del mantenimiento de las líneas y equipos de la RTR y el programa de entrada y retiro de instalaciones de la RTR;



se considera apropiado mantener, que el EOR defina las premisas técnicas regionales, en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del país donde se conectará el proyecto;

AMM

Tomando en consideración que los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico se elaboran con el supuesto de que todas las obras planificadas entrarán en operación en la fecha prevista y, en ocasiones, con mucho tiempo de anticipación a la entrada en operación física de las instalaciones, se hace necesario requerir que, para el año de puesta en operación del proyecto en análisis, se lleve a cabo una actualización de los estudios eléctricos que la analizan, con la finalidad de verificar la condiciones reales esperada de operación. Por lo anterior se solicita se modifique la propuesta de redacción del numeral 17.7.3.

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario. Se ajustará el texto del numeral 17.7.3 de la propuesta.

AMM

Modificación de los incisos ii) y iii) del literal b) del numeral 4.5.4.1, del libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER):

Conforme el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE *es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional... que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia.* La función reguladora, en todo caso, es diferente a la operación del MER; esta última actividad, conforme el Tratado Marco, la tiene a cargo del Ente Operador Regional.

De esa cuenta, resulta perfectamente distinguible la regulación de la operación; dichos roles se corresponden con la CRIE y el EOR, y no cabe que se confundan las funciones de ambas entidades.

Sin embargo, en la modificación propuesta, se dispone que sea el propio EOR el que dé la aprobación final al diseño de detalle de la conexión a la RTR, sobre la base de la opinión que le proporcione el Agente Transmisor involucrado, el OS/OM y su propio informe (del EOR), haciendo dicho ente las veces de juez y parte.

En la versión actual del libro III del RMER, la aprobación final al diseño de detalle de la conexión a la RTR la tiene a cargo el regulador (CRIE), precisamente porque con ello se ejerce el papel regulador en imparcialidad a todos los actores involucrados. Téngase en cuenta que la función reguladora tiene dentro de sus fundamentos el resguardo del libre acceso de terceros a los medios y redes de transmisión, por ello no resulta procedente su delegación al operador, cuyas atribuciones son otras.

Sin embargo, la propuesta traslada ese ejercicio decisorio (y regulatorio) al EOR, contrario a lo estatuido en Tratado Marco que otorga el papel regulador en exclusiva a la CRIE.

Por lo expuesto anteriormente, se solicita que no se modifiquen los incisos ii) y iii) del literal b) del numeral 4.5.4.1 del libro III del RMER, porque hacerlo contraviene normativa superior.

CNEE

Excluir la modificación contenida en el numeral 2 de la presente propuesta de reforma, ya que mediante ésta la CRIE está transfiriendo al EOR funciones y responsabilidades que le corresponden a aquella en la aprobación final del diseño técnico de detalle de la conexión. La CRIE, siendo el ente que reconoce los cargos por la transmisión regional relacionada con la RTR y que vela por la aplicación del principio de eficiencia económica en todo proyecto que conforme dicha red (primer párrafo del art. 12 y art. 14 del Tratado Marco), es la entidad idónea para seguir cumpliendo esa función, ya que su posición institucional le permite equilibrar la viabilidad económica y la confiabilidad operativa del proyecto que solicite conectarse a la RTR.

No está de más mencionar que una de las facultades de la CRIE, es “Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos” según lo establece el artículo 23 del Tratado Marco, siendo una de éstas, la aprobación final al diseño de detalle de la conexión basándose en las recomendaciones del EOR según se encuentra establecido y vigente en la normativa regional (número romano iii, literal b) del numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER).

ASCEE, COMEGSA, DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA, S.C.A., ELECTRONOVA

En relación a la modificación del numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER solicitamos que no se modifique el contenido actual de dicho numeral debido a que se estaría contraviniendo las facultades y funciones que el Tratado Marco y sus Protocolos han establecido tanto a la CRIE como al EOR. Dichas facultades y funciones le otorgan los derechos de autorizaciones a la CRIE y no al EOR.

Así mismo, por una norma de inferior jerarquía no se podría modificar una facultad y/o función previamente establecida por una norma jerárquica superior a la CRIE y al EOR.

Reiteramos que la CRIE y el EOR deben ejercer sus funciones de conformidad con lo que la normativa regional vigente les faculta.

GGUEE



La CRIE como ente regulador regional, no debe delegar al EOR la responsabilidad de aprobación final del diseño técnico de detalle, en base a las recomendaciones suministradas por el EOR

GUATEMEL Y PUERTO QUETZAL POWER LLC Y POLIWATT LIMITADA

Numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER. Solicitamos que dicho numeral no sea modificado, pues de hacerlo, se estaría contraviniendo las facultades y funciones que el Tratado Marco y sus Protocolos han establecido tanto a la CRIE como al EOR. Dichas facultades y funciones le otorgan los derechos de autorizaciones a la CRIE y no al EOR. Una norma de inferior jerarquía no puede modificar facultad o función previamente establecida por una norma jerárquica superior. Reiteramos que CRIE y EOR deben ejercer sus funciones de conformidad con lo que la normativa regional vigente les faculta.

JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC

No estamos de acuerdo con modificar el numeral 4.5.4.1, literal b), numerales ii) y iii), del Libro III del RMER, pues de conformidad con lo establecido en los Artículos 12 y 23 del Tratado Marco, el derecho de libre acceso y la autorización de conexión a la RTR son facultades de CRIE y no del EOR. La propuesta de modificación expondría al Operador de la red (EOR) ser juez y parte en el proceso de conexión de un proyecto nuevo, y no se garantizaría el acceso final a la red a partir de la autorización inicial de CRIE. Solicitamos que CRIE sea quien otorgue la aprobación final al diseño de detalle de la conexión.

RENACE, S.A.

Respecto al numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER y a las modificaciones propuestas a los literales ii) y iii) consideramos que no es necesaria esta modificación ya que contraviene lo indicado en el tratado Marco y los protocolos establecidos sobre las funciones otorgadas a la CRIE y al EOR.

Así mismo, por una norma de inferior jerarquía no se podría modificar una facultad y/o función previamente establecida por una norma jerárquica superior a la CRIE y al EOR.

COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.

Estamos en total desacuerdo con la propuesta de cambio a los numerales ii. y iii. Del inciso b) numeral 4.5.4.1, del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, pues de conformidad con lo establecido en el Artículo 23 del Tratado Marco, la autorización de conexión a la RTR, es facultad de la CRIE y no del EOR.

Análisis CRIE a los comentarios del AMM, CNEE, ASCEE, COMEGSA, DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA, S.C.A., ELECTRONOVA, GGUEE, GUATEMEL, PUERTO QUETZAL POWER LLC Y POLIWATT LIMITADA, JAGUAR

ENERGY GUATEMALA LLC, RENACE, S.A. Y COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.:

De conformidad con lo establecido en artículo 25 del Tratado Marco, el EOR es el “ente operador del Mercado Regional”, por lo que estaría facultado, para realizar la aprobación del diseño de detalle de la conexión a la RTR.

La propuesta de modificación obedece a que la CRIE, ha valorado el componente técnico y de detalle que llevan este tipo de verificaciones y estudios para la puesta en servicio de la conexión y ha concluido que, más que una acción regulatoria, es una valoración y una responsabilidad técnica, que debe recaer en el ente operador del sistema, en este caso, el EOR.

Se considera, que de ninguna forma, se está cediendo una facultad regulatoria, en el entendido que cuando un proyecto llega a la etapa de solicitud de la aprobación del diseño técnico de detalle, es más conveniente, desde un punto de vista técnico, que dicha revisión y aprobación, sea realizada por el operador e incluso, tomando en consideración que cuando se da la solicitud de aprobación del diseño de detalle de la conexión a la RTR, el solicitante ya ha pasado por todo el proceso de solicitud de aprobación de conexión a la RTR que lo lleva la CRIE hasta su aprobación.

Por lo anterior, se confirma pertinencia de que la aprobación del diseño de detalle de la conexión, recaiga en el operador del sistema.

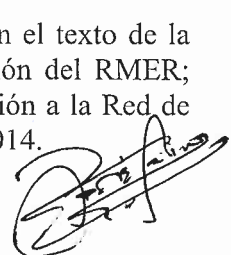
No debe perderse de vista, que estamos hablando de la aprobación de un informe que contiene el diseño técnico de detalle, que es requisito para la puesta en servicio de conexión. Éste, se da posterior a la aprobación de la solicitud de conexión a la RTR que ya la CRIE ha emitido (momento que ejerce su función reguladora). La aprobación que se encomienda al EOR, no es regulatoria, más bien es técnica - operativa, por medio de la cual se garantiza la conexión. El análisis y aprobación del informe sobre el diseño técnico de detalle, tiene como fin operativizar y garantizar técnicamente, la efectiva conexión a la RTR; conexión aprobada previamente por la CRIE.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Observaciones a la modificación del inciso iii), del literal b), del numeral 4.5.4.1, del Libro III, del RMER.

En relación con las modificaciones del inciso iii), del literal b), del numeral 4.5.4.1, del Libro III del RMER, que dispone “El EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE.”; le señalamos que si es aprobada, habrá que modificar la “Tabla 2 en Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle”, pues allí aparece que es la CRIE quien lo aprobará, y no el EOR.

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario. Se hará la modificación en el texto de la tabla 2 – Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER; página 7 de 30 del Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) aprobado según Resolución No. CRIE-P-03-2014.



AMM

Modificación al numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014:

3.1. Con relación a la redacción del Paso 1, para dar claridad al texto, se solicita sustituir la redacción propuesta por la siguiente:

“Con una anticipación de por lo menos 10 días hábiles, el Agente propietario de las nuevas instalaciones deberá notificar a su OS/OM, que ya concluyó la instalación y que está listo para programar y llevar a cabo las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión. El OS/OM, al recibir dicha notificación, la comunicará de forma inmediata al EOR”.

3.2. En el Paso 6, se solicita que se incorpore el plazo a partir del cual empiezan a correr los 5 días hábiles para que el EOR otorgue la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez cumplidos los pasos del 1 al 5. La recomendación es que, una vez cumplidos los pasos 1 al 5, el tiempo otorgado al EOR para la autorización corra a partir de la presentación de la solicitud de mantenimiento (SOLMANT).

3.3. Es importante mencionar que en los estudios eléctricos para el acceso a la RTR, se deben de identificar los efectos que sobre el área de influencia en la RTR tendrá la nueva instalación, y de encontrarse algún efecto adverso de una vez se deben de proponerse las medidas de mitigación de esos efectos; de tal manera que se haga factible la operación de la instalación conectada a la RTR, adicionalmente esa identificación previa, le da certeza al inversor de que al finalizar el proyecto, éste podrá operar conectado a la RTR y de cuáles serán sus condiciones de operación. Por lo expuesto anteriormente, se solicita modificar la redacción del Paso 7, con el siguiente texto:

“El EOR supervisará, en la operación de tiempo real, que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional y, de encontrarse algún efecto adverso -el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real de la RTR-, actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

Adicionalmente, ya terminado el proyecto y listo para operar o estando ya en operación, no se podría impedir que opere, ya que de lo contrario no habría certeza para realizar inversiones en la región.



3.4. Para darle certeza al Trámite de Solicitudes de Conexión a la RTR, y considerando los efectos del silencio administrativo, conviene incorporar al procedimiento que la falta de pronunciamiento del EOR no detendrá la gestión en el orden y plazos previstos.

De no incorporar tales efectos, la inacción del EOR provocaría la interrupción de los plazos considerados en la propuesta, lo cual constituiría un obstáculo para los Agentes propietarios interesados en el acceso a la RTR. Por ello, se solicita se agregue a continuación del Paso 7, en el numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, el siguiente párrafo:

“En caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro de los plazos considerados en los pasos 2, 3, 5 y 6, el paso correspondiente se tendrá por satisfecho positivamente, a entera responsabilidad del EOR”.

CNEE

Para la modificación contenida en el numeral 3 de la presente propuesta de reforma, se recomienda:

- a) Mantener el texto inicial contenido actualmente en el numeral 5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones del Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014 que establece que “para realizar el siguiente procedimiento es requerido que el solicitante tenga aprobada, por parte del EOR, la parametrización de los sistemas de control y protecciones” que fueron gestionados y aprobados según lo requerido en el numeral 5.3 de la Resolución CRIE-P-03-2014; de esa manera el nuevo procedimiento guardará consistencia como un todo con las actividades previas relacionadas con la autorización de la conexión.
- b) Definir plazo para las actividades descritas en el paso No. 5, debido a que es el único paso cuyas actividades no lo poseen.
- c) Identificar con claridad en la redacción de cada uno de los 6 pasos, los hitos, su inicio y su final, ya que muchos de ellos no son claros.
- d) Se solicita utilizar la misma escala temporal (días hábiles o días calendario) en los plazos asignados en los 6 pasos, ya que tal como están redactados en el texto propuesto pueden inducir a error.
- e) Para el paso No. 6 se entiende que es un requisito lo referente a “... el Agente propietario de las instalaciones deberá remitir al EOR a través de su respectivo OS/OM, los resultados de los ensayos de campo requeridos para comprobar el adecuado funcionamiento del equipamiento”; en ese sentido y para que el procedimiento sea funcional, este enunciado debe contener un plazo de cumplimiento y deberá considerarse como un paso adicional, previo al paso No. 6.

ASCEE, COMEGSA, DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA, S.C.A.,
ELECTRONOVA, GUATEMEL, PUERTO QUETZAL POWER LLC Y
POLIWATT LIMITADA, RENACE, S.A. Y COMPAÑÍA AGRÍCOLA
INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A.

A handwritten signature in blue ink is written over a circular stamp. The stamp contains the text "CNEE" and "2012" in a circular arrangement. There is also a separate circular mark with a diagonal line through it to the right of the main signature.

En relación a la modificación 5.4 del Procedimiento para el trámite de solicitudes a la Conexión de la Red de Transmisión Regional -RTR- de la Resolución CRIE-P-03-2014 manifestamos que se establezcan plazos para cada procedimiento y que se considere el silencio administrativo positivo a favor del solicitante por la omisión del EOR en su pronunciamiento dentro de los plazos que se establezcan.

GGUEE

Modificación al numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014:

3.1. Consideramos que se debe mejorar la redacción del Paso 1 para evitar malas interpretaciones. Se sugiere la siguiente redacción:

“El Agente propietario de las nuevas instalaciones notifica al OS/OM y este a su vez al EOR, que ya concluyó la instalación y está listo para programar las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión con una anticipación de por lo menos 10 días hábiles.”

3.2. En el Paso 6, se solicita que se incorpore en la redacción del texto el plazo a partir del cual empiezan a correr los 5 días hábiles para que el EOR otorgue la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez cumplidos los pasos del 1 al 5. Una vez cumplidos los pasos 1 al 5, el tiempo otorgado al EOR para la autorización corra a partir de la presentación de la solicitud de mantenimiento (SOLMANT).

3.3. Se sugiere agregar la siguiente modificación a lo dispuesto en el Paso 7:

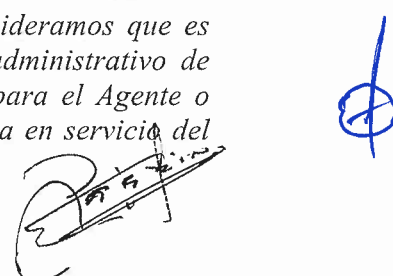
“El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso, el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real de la RTR, actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

3.4. Se recomienda agregar el siguiente texto:

“En los plazos considerados para dar cumplimiento a los pasos 2, 3, 5 y 6, en caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, el paso correspondiente se tendrá por satisfecho positivamente, a entera responsabilidad del EOR.”

JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC

Es positivo que en esta propuesta de modificación del numeral 5.4 la resolución CRIE-P-03-2014 se establezcan los plazos para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional. Sin embargo, consideramos que es importante ampliar la propuesta en el sentido que el silencio administrativo de parte del EOR o de un OS/OM, se tomará en sentido positivo para el Agente o interesado con la finalidad de no afectar el cronograma de puesta en servicio del proyecto.



Análisis CRIE a los comentarios del AMM, CNEE, ASCEE, COMEGSA, DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA, S.C.A., ELECTRONOVA, GUATEMEL, PUERTO QUETZAL POWER LLC Y POLIWATT LIMITADA, RENACE, S.A., COMPAÑÍA AGRÍCOLA INDUSTRIAL SANTA ANA, S.A., GGUEE Y JAGUAR ENERGY GUATEMALA LLC:

En atención a la observaciones recibidas, el texto de la propuesta inicial se ha modificado y se ha simplificado a tres (3) pasos, considerando que el EOR, en su calidad de operador del sistema, es el responsable de la coordinación con los OS/OM de las áreas de control donde se realizarán las nuevas instalaciones con base al cumplimiento de los requisitos.

Así mismo, tomando en consideración el hecho de que cuando se llegue a esta etapa, el solicitante ha finalizado con su proceso de solicitud de conexión a la RTR ante la CRIE y tendrá:

- a. Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR;
- b. Aprobación del Diseño Técnico de Detalle;
- c. La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones evaluados por el Agente Transmisor y el OS/OM, y aprobados por el EOR;
- d. La integración al Control Automático de Generación, si aplica;
- e. Los resultados de las pruebas y ensayos de campo incluyendo los resultados de las pruebas del monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR);
- f. El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR ;
- g. La certificación de auditoria SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional, según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro II del RMER;
- h. La solicitud de modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.

Así mismo, se incluirá en la propuesta final que ha falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro del plazo establecido, se entenderá que el EOR no tiene objeción, teniéndose por aprobada la etapa correspondiente.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Con relación a las modificaciones del numeral 5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones, del Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional, no tenemos ninguna observación.

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario.

AMM

Establecer la siguiente Disposición Transitoria: “Las solicitudes de acceso a la RTR que se encuentren en trámite, se registrarán por la normativa vigente al momento de su presentación”:

El AMM está de acuerdo.

Análisis CRIE: No se tienen comentarios.

CNEE

La adición propuesta en el numeral 1 de la modificación, que plantea agregar la sección 17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR dentro del Capítulo 17 del Libro III del RMER 17. Estudios para las Ampliaciones a Riesgo de la RTR, no guarda consistencia con el alcance de este último, toda vez que la adición que se propone se refiere a los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR de manera general, mientras que el Capítulo 17 antes indicado se refiere a los estudios para un tipo particular de conexión: el de las ampliaciones a riesgo de la RTR, por tanto, no atañe al objeto de esta propuesta de reforma.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Observaciones a la Adición al Capítulo 17

El Capítulo 17 del Libro III del RMER, contienen disposiciones aplicables para los ESTUDIOS PARA LAS AMPLIACIONES A RIESGO DE LA RTR.

El procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional -RTR-, lo establece el Libro III De la Transmisión del RMER, en el Capítulo 4 Coordinación de Libre Acceso y la resolución CRIE-P-03-2014.

De aquí que estamos ante dos figuras diferentes:

- 1. Una es la solicitud de conexión a la RTR normada el Capítulo 4 Coordinación de Libre Acceso y la resolución CRIE-P-03-2014; y;*
- 2. La otra es la solicitud para ampliaciones de la RTR normada en el Capítulo 17, del Libro III, del RMER.*

De las modificaciones propuestas, estimamos que las contenidas en el número 1. Adicionar al Capítulo 17, del Libro III del RMER, por tratarse del “Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR”, como lo expresa el proyecto en su numeral 17. 7, están mal ubicados; pues, como lo repito, el Capítulo 17 es aplicable para las AMPLIACIONES DE LA RTR, no para el ACCESO a la RTR; por lo tanto, esas adiciones, si bien pueden ser técnicamente convenientes y necesarias, deberían ser propuestas, para adicionarlas al “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la resolución CRIE-P-03-2014.

Análisis CRIE a los comentarios de la CNEE y Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.:



Existe una vinculación directa del numeral 4.5.3.1 de Libro III del RMER, el cual establece que el solicitante, deberá incluir en su solicitud los estudios de la RTR, según los requerimientos del Capítulo 17 de este Libro. (...). *(el subrayado es propio)*; dicho numeral 4.5.3.1, es parte del numeral de la sección “4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR” del Libro III del RMER. Por esa razón, se considera razonable agregar la sección 17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR dentro del Capítulo 17 del Libro III del RMER, tal y como se estableció en la propuesta sometida a consulta pública.

CNEE

Se solicita incorporar en el texto contenido en la adición propuesta en el numeral 1 de la modificación, que plantea agregar la sección 17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR, lo siguiente: Que la determinación de las condiciones dispuestas en el numeral 17.7.1: inciso b) numerales iv y v; así como inciso i) numeral iv, serán definidos por el EOR en coordinación con el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto.

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario, se ajustará el texto en esos términos.

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

La reforma consiste en:

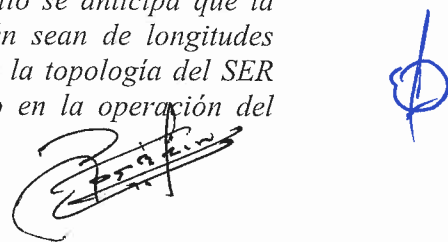
- 1. Adicionar al Capítulo 17, del Libro III, del RMER, la sección “17.7 Alcance de los estudios para las solicitudes de conexión a la RTR:”.*
- 2. Modificar los incisos ii) y iii), del literal b), del numeral 4.5.4.1, del Libro III, del RMER.*
- 3. Modificar el numeral 5.4 Etapa de puesta en servicio de las instalaciones, del Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014.*

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario.

Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

“Ítem 17.7.1.a) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud menor o igual a 150 km.”

Actualmente la gran mayoría (cerca del 100%) de las líneas del SER de esos niveles de tensión tienen longitudes inferiores a los 150 km. Por ello se anticipa que la gran mayoría de las líneas de transmisión futuras, también sean de longitudes inferiores a los 150 km. Considerando lo anterior y que por la topología del SER una sola línea de transmisión puede tener un alto impacto en la operación del



mismo, se solicita que se incluya para éstos casos los estudios de cortocircuitos y de transitorios electromecánicos.

Análisis CRIE: Se considera técnicamente razonable el comentario, dado que con el estudio de cortocircuito podrá conocerse el cambio en los niveles de cortocircuito que ocasiona el proyecto bajo estudio especialmente en los nodos cercanos a este, información que resulta importante para el diseño y parametrización de las protecciones y para identificar otros elementos del sistema susceptibles de superar su capacidad nominal de cortocircuito. Así mismo, el estudio de estabilidad transitoria o transitorios electromecánicos resulta importante incluirlo con el fin de determinar el tiempo crítico de libramiento de fallas.

Por lo anterior, se ajustará el texto en la propuesta agregando el estudio de cortocircuito y el de estabilidad transitoria en la categoría “17.7.1.a) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud menor o igual a 150 km.”

CENCE - ICE

“Ítem 17.7.1.c) Transformadores de potencia para transmisión (con conexión a tensiones primarias y secundarias iguales o mayores a 115 kV.”

Para que haya una mayor claridad, se debe incluir en ésta sección explícitamente a los autotransformadores. Se solicita agregar a los estudios técnicos el análisis de cortocircuitos, porque: (a) enmallan redes de diferente nivel de tensión, (b) si se conectan en paralelo se reduce la impedancia equivalente y se incrementa la capacidad de cortocircuito en el punto de conexión y (c) según el tipo de aterrizamiento utilizado se podría incrementar el nivel de las corrientes de cortocircuito monofásicas.

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario, se hará la adecuación respectiva en la redacción.

CENCE - ICE

“Ítem 17.7.1.e) Conexión de demandas menores a 25 MVA.”

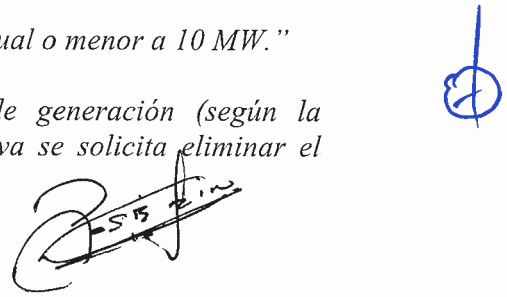
Por el bajo impacto de dichas cargas en las reservas de potencia reactiva, se solicita eliminar el requisito de estudio de estabilidad de voltaje.

Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario, se eliminará el estudio de estabilidad de voltaje.

CENCE - ICE

“Ítem 17.7.1.f) Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW.”

Por el bajo aporte/afectación de dichos proyectos de generación (según la tecnología utilizada) en las reservas de potencia reactiva se solicita eliminar el requisito de estudio de estabilidad de voltaje.



Análisis CRIE: De acuerdo con el comentario, se eliminará el estudio de estabilidad de voltaje.

CENCE - ICE

“Ítem 17.7.1.g) Subestaciones de enlace”

El término de subestaciones de enlace no existe en la regulación regional y tampoco se utiliza en Costa Rica. Por ello no es posible emitir un criterio al respecto. Se solicita eliminar este concepto. En general para la conexión de nuevas subestaciones que se usan para derivar líneas de transmisión existentes, sin conectar inicialmente carga o generación, se solicita la inclusión de los estudios de flujos de carga en condición normal y ante contingencias y de estabilidad de voltaje.

Análisis CRIE: Se acepta el comentario y se eliminará de la propuesta la categoría 17.7.1.g) Subestaciones de enlace.

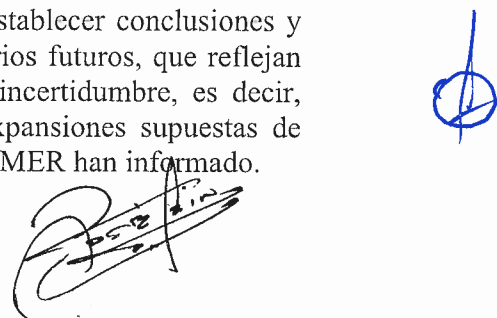
CENCE - ICE

“Ítem 17.7.2.a) Para las categorías de proyecto indicadas como a, b, c, d, e, f, y g, en el numeral 1 anterior, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de un (1) año.”

No es apropiado realizar los análisis técnicos solo para un horizonte de un (1) año. Ello porque la entrada de nuevas líneas de transmisión, transformadores y autotransformadores con niveles de tensión superior a 115 kV, si bien generalmente mejoran las condiciones operativas, también pueden tener un impacto negativo en las redes eléctricas nacionales por la redistribución de flujos de potencia que ocasionan y por el aumento de las capacidades de cortocircuito. Se solicita que el análisis técnico se realice únicamente para los escenarios correspondientes a un horizonte de un (1) año y tres (3) años.

Análisis CRIE: Alineados con los objetivos de la propuesta inicial del EOR que consiste en: a) reducir los tiempos y las complejidades en el desarrollo de los estudios técnicos que deben realizar los solicitantes como parte de los requisitos a presentar ante la CRIE, en el contexto de la solicitud de conexión a la RTR; y b) optimizar el tiempo y los recursos dedicados de parte del EOR, la CRIE los OS/OM y Agentes transmisores, en el proceso de análisis técnico de las solicitudes de conexión a la RTR.

Así mismo, el EOR ha señalado que no se considera adecuado establecer conclusiones y recomendaciones, sobre los resultados de simulaciones de escenarios futuros, que reflejan condiciones hipotéticas del Sistema Eléctrico Regional, de alta incertidumbre, es decir, abarcando el análisis de condiciones futuras, en cuanto a las expansiones supuestas de generación y transmisión que cada uno de los Países Miembros del MER han informado.



Por otra parte, lo indicado por el CENCE del ICE relacionado con el impacto negativo en las redes eléctricas nacionales por la redistribución de flujos de potencia que ocasionan y por el aumento de las capacidades de cortocircuito; esto está asociado con el tipo de estudios a realizar y no con el número de años a analizar, lo cual está considerado en la propuesta para cada tipo y tamaño de proyecto.

Adicionalmente, siendo el caso que el impacto que tendría la entrada de un nuevo elemento de transmisión en la red nacional y regional, tales como las mencionadas líneas de transmisión, transformadores y autotransformadores con niveles de tensión superior a 115 kV, se puede observar mediante los diferentes estudios eléctricos para un horizonte de análisis de un (1) año, realizar análisis adicionales para este tipo de elementos en un horizonte mayor de tiempo (tres (3) años) se incurriría en suposiciones que podrían restringir o relajar las condiciones operativas de los sistemas; lo anterior basados en redes hipotéticas con proyectos cuya entrada en operación suponen fechas posteriores a la entrada en operación del elemento bajo análisis, lo que implicaría que de existir un impacto negativo, este no se podría considerar atribuible exclusivamente al proyecto bajo análisis, pudiendo ser consecuencia de proyectos que se conectarían en la ventana de tres (3) años o por el mismo deterioro de las condiciones operativas de los sistemas.

Con base en lo anterior, se considera adecuado mantener un (1) año para los análisis de las categorías de proyecto indicadas anteriormente como a, b, c, d, e, f, y g.

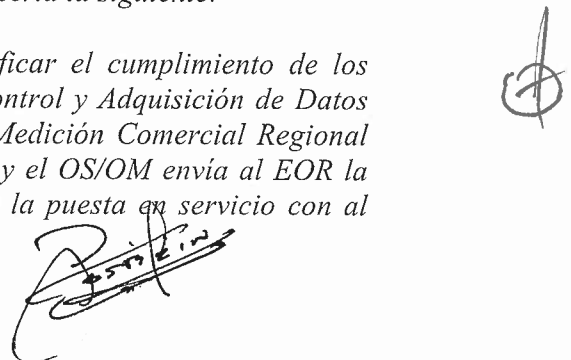
CENCE - ICE

Numeral 3 del RESUELVE PRIMERO: “Modificar el numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014, de la siguiente forma:”

Comentario: en la práctica de la puesta en servicio de nuevas obras se ha presentado la situación de que cuando se realizan las pruebas de SIMECR y telemetría y telecontrol la obra está casi lista para ser energizada para pruebas. Por lo tanto, si se consideran los plazos de los pasos 1-7 de este procedimiento, prácticamente las obras de conexión estarían listas y habría que esperar 1 mes completo para realizar todos los trámites de verificación de cumplimiento de requisitos e inclusión en Plan Anual. Se propone realizar todas estas verificaciones a partir del momento en que se envía la solicitud de inclusión al Plan Anual, para que el plazo sea de 15 días naturales en total, en lugar de 30.

Por lo tanto, la propuesta de modificación al punto “5.4 Etapa de Puesta en Servicio de las instalaciones” en los pasos 1, 2, 3 y 6, sería la siguiente:

Paso 1: Una vez finalizadas las pruebas para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), el Agente propietario informa al OS/OM y el OS/OM envía al EOR la solicitud de modificación al Plan Anual para incluir la puesta en servicio con al

A handwritten signature in black ink is written over a circular stamp. The stamp contains some illegible text and a central emblem. The signature appears to be 'R. J. ...'.

menos 15 días naturales de anticipación. El OS/OM debe adjuntar a esta solicitud los resultados de las pruebas mencionadas (SIMECR y SCADA), así como el registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) y certificación de auditoría. Además, solicita las modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.

Paso 2: El EOR dentro del plazo de 5 días hábiles, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR una vez que ha verificado el cumplimiento por parte del Agente propietario con lo siguiente:

- a. Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR.*
- b. Aprobación del Diseño Técnico de Detalle.*
- c. Aprobación de la parametrización de Sistemas de Control y Protecciones.*
- d. Verificación de que las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente, para lo cual, el Agente propietario de las instalaciones deberá remitir al EOR a través de su respectivo OS/OM, los resultados de los ensayos de campo requeridos para comprobar el adecuado funcionamiento del equipamiento.*

Paso 3

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto."

Análisis CRIE: Para mayor claridad, se ajustará el texto de la propuesta.

CENCE - ICE

Paso 6

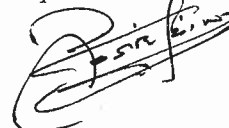
Se requiere una aclaración sobre a cuáles ensayos se refiere, si es a los ensayos de conexión.

Respuesta CRIE: Se refiere a los ensayos de campo indicados en el numeral 4.5.4.1, inciso e), del Libro III del RMER.

Ente Operador Regional

Artículo / Numeral

17.7.3. Para las ampliaciones Planificadas aprobadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 del Libro III del RMER, y las ampliaciones a Riesgo, identificadas en los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico de mediano plazo, que realiza el EOR conforme el Capítulo 10 del Libro III del RMER, los Solicitantes o Agentes interesados en construir dichas ampliaciones podrán utilizar los estudios de planificación o de Diagnóstico antes mencionados, requeridos en el numeral



4.5.2.5 y 4.5.3.1 del Libro III del RMER, para el trámite de la solicitud de conexión a la RTR, o los requeridos en el numeral 11.3.6 del Libro III del RMER, de la solicitud para realizar la Ampliación.”

Observación / Comentario

Se recomienda la siguiente redacción:

17.7.3. Los Solicitantes o Agentes interesados en construir las ampliaciones Planificadas y a Riesgo aprobadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 del Libro III del RMER, identificadas en los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico de mediano plazo que realiza el EOR; a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 del Libro III del RMER, podrán utilizar los estudios antes mencionados, o realizar lo requerido en el literal c) del numeral 11.3.6 del Libro III del RMER.

Razones de Hecho

Mejor comprensión del numeral.

Razones de Derecho

La alternativa de utilizar los estudios de planificación de largo plazo o de diagnóstico de mediano plazo que realiza el EOR, no releva el requerimiento de que los Solicitantes o Agentes interesados en construir las ampliaciones Planificadas y a Riesgo, presenten los estudios ambientales que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales establecido en la regulación del País donde tiene lugar el acceso, según se indica en el numeral 4.5.2.5 del Libro III del RMER.

Asimismo, el numeral 11.3.6 del Libro III del RMER, hace referencia a la requisitos adicionales a los estudios técnicos.

Análisis CRIE: se está de acuerdo con el comentario, se hará el ajuste en el texto de la propuesta considerando lo que corresponda.

Ente Operador Regional

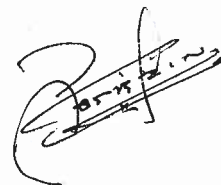
Artículo / Numeral

Paso 1

El Agente propietario de las nuevas instalaciones notifica al OS/OM y este a su vez al EOR, que ya concluyó la instalación y está listo para programar las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión con una anticipación de hasta 10 días hábiles.

Observación / Comentario

Se recomienda la siguiente redacción:



Paso 1

El Agente propietario una vez concluida las nuevas instalaciones, y previo a programar las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión remitirá al EOR por medio del OS/OM para su verificación la documentación siguiente:

- a) La Solicitud de Conexión a La RTR.*
- b) El Diseño Técnico de Detalle.*
- e) La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones.*
- d) Solicitud de registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) según formulario definido por el EOR conforme al numeral A1.6.1 del anexo 1 del libro II del RMER.*

Razones de Hecho

Previo a la SOLMANT para la realización de las pruebas para la puesta en servicio de la Conexión de nuevas instalaciones, el agente debe cumplir con la entrega de la documentación indicada en el paso 1, la cual ha consolidado los requerimientos de los pasos 2 y 4 anteriores. Permitiendo una mejor coherencia de los pasos a seguir y de la entrega de información.

Artículo / Numeral

Paso 2

El EOR, verificará e informará a los OS/OM que correspondan, dentro del plazo de 3 días hábiles posteriores a la notificación indicada en el paso 1, que el Agente propietario de las nuevas instalaciones ha cumplido con lo siguiente:

- a. Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR.*
- b. Aprobación del Diseño Técnico de Detalle.*
- c. Aprobación de la parametrización de Sistemas de Control y Protecciones.*

Observación / Comentario

Paso 2

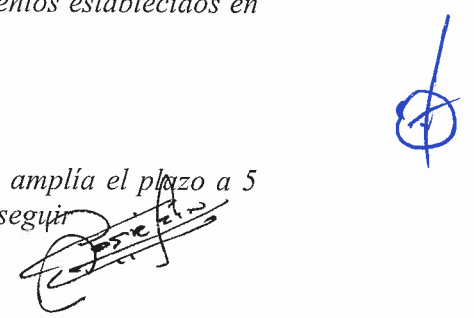
Se recomienda la siguiente redacción:

El EOR, dentro del plazo de 5 días hábiles posteriores a la recepción de la documentación descrita en el paso 1 verificará e informará a los OS/OM que correspondan, que el Agente propietario de las nuevas instalaciones ha cumplido con la aprobación de:

- a) La Solicitud de Conexión a la RTR.*
- b) El Diseño Técnico de Detalle.*
- c) La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones.*
- d) El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR).*
- e) La certificación de auditoria SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional.*

Razones de Hecho

Se consolida las actividades de los pasos 2 y 4, por lo que se amplía el plazo a 5 días hábiles. Permitiendo una mejor coherencia de los pasos a seguir



Artículo / Numeral

Paso 3

El EOR coordinará con el OS/OM del área de control donde se realizará la conexión de las nuevas instalaciones, dentro del plazo de 3 días hábiles posteriores a la notificación del informe indicado en el paso 2, para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés), Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) y la integración al Control Automático de Generación, si aplica; y las modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.

Observación / Comentario

Paso 3

Se recomienda la siguiente redacción:

El EOR dentro del plazo de 5 días hábiles posteriores a la notificación del informe indicado en el paso 2, coordinará con el OS/OM del área de control donde se realizará la conexión de las nuevas instalaciones, la verificación del cumplimiento de los requisitos de:

- a) Monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés),*
- b) Registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR (*)*
- c) La integración al Control Automático de Generación, si aplica; y*
- d) Las modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.*

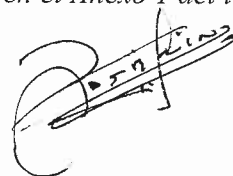
() Los sistemas de medición comercial a instalarse, deben cumplir con los requisitos del SIMECR establecidos en el Anexo 1 del Libro II del RMER.*

Razones de Hecho

Se requieren de 5 días hábiles para realizar estas actividades que son de índole operativo lo que requiere de suficiente coordinación en los aspectos técnicos con los OS/OM involucrados.

Razones de Derecho

Se enfatiza que las nuevas instalaciones en lo relacionado a la medición comercial deben cumplir con los requisitos del SIMECR establecidos en el Anexo 1 del libro II del RMER.



Artículo / Numeral

Paso 4

~~El Agente propietario de las nuevas instalaciones, remitirá al EOR a través del correspondiente OS/OM, dentro del plazo de 3 días hábiles posteriores a la verificación indicada en el paso 3, el registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), y su respectiva certificación de auditoría según los requerimientos establecidos en la regulación regional.~~

Razones de Hecho

Se consolida en el paso 1.

Artículo / Numeral

Paso 5

Una vez completadas las actividades asociadas a los cuatro pasos indicados arriba, el OS/OM deberá enviar al EOR la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento; con base a la solicitud de mantenimiento (SOLMANT) indicada en el apartado 5.7 del Capítulo 5 del Libro III del RMER, El EOR podrá coordinar dentro del plazo de 15 días calendarios, las pruebas de las nuevas instalaciones con los OS/OM correspondientes, de conformidad con lo indicado en el apartado 5.7 del Capítulo 5 del Libro III del RMER.

Observación / Comentario

Paso 4

Se recomienda la siguiente redacción:

El OS/OM, una vez completadas las actividades asociadas a los tres pasos anteriores de este procedimiento, deberá enviar al EOR la respectiva solicitud de mantenimiento (SOLMANT) para realizar las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión de las nuevas instalaciones.

Razón de Hecho

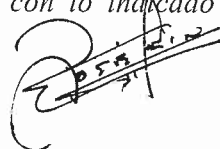
Se traslada la presentación la solicitud de modificación del plan anual de mantenimiento al paso 7. Y se incorpora la presentación de una SOLMANT para la programación de las pruebas.

Observación / Comentario

Paso 5

Se recomienda la siguiente redacción:

El EOR coordinará con los OS/OM correspondientes, dentro de los 10 días hábiles a partir de la recepción de la SOLMANT, las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión de las nuevas instalaciones de conformidad con lo indicado en el apartado 5.7 del Capítulo 5 del Libro III del RMER.



Razones de Hecho

Se requieren al menos de 10 días hábiles de anticipación para que el EOR coordine, la factibilidad y programe y se ejecuten las pruebas para la Puesta en Servicio de la Conexión de las nuevas instalaciones.

Artículo / Numeral

Paso 6

El EOR dentro del plazo de 5 días hábiles, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR una vez cumplidos los pasos 1 al 5 anteriores, y si las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente, para lo cual, el Agente propietario de las instalaciones deberá remitir al EOR a través de su respectivo OS/OM, los resultados de los ensayos de campo requeridos para comprobar el adecuado funcionamiento del equipamiento.

Observación / Comentario

Paso 6

Se recomienda la siguiente redacción:

El EOR dentro del plazo de 3 días hábiles posteriores a la recepción de:

- a) los resultados de las pruebas y ensayos de campo y*
- b) de la certificación de los resultados de las pruebas de rutina del SIMECR según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro 11 del RMER*

Por parte del agente propietario a través del OS/OM y luego de verificar:

- a) que las pruebas son satisfactorias de conformidad con la regulación regional.*
- b) Que el OS/OM correspondiente ha notificado al EOR, que las pruebas son satisfactorias, de conformidad a la regulación nacional.*
- c) El cumplimiento de las pruebas de rutina del SIMECR*
- d) Que se cumplió con los requerimientos de los pasos del 1 al 5 del presente procedimiento.*

Otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR.

Razones de Hecho

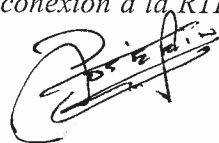
Se redacta de manera diferente para mejor comprensión.

Observación / Comentario

Paso 7

Se recomienda la siguiente redacción:

El OS/OM remitirá al EOR, a más tardar 3 días hábiles posteriores al otorgamiento de la autorización para la puesta en servicio de la nueva conexión a la RTR por el



EOR, la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento respectivo, si aplicará.

Razones de Hecho

Se separa lo indicado en el paso 5 respecto a la solicitud de modificación del plan anual de mantenimiento y se establecen fechas de entrega.

Artículo / Numeral

Paso 7

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

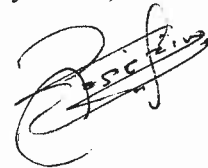
Observación / Comentario

Paso 8

Se recomienda la siguiente redacción:

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

Análisis CRIE: La propuesta de la sección “5.4 Etapa de Puesta en Servicio de las instalaciones” del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional” se ha simplificado y modificado a tres (3) pasos considerando integralmente los comentarios de todos los Agentes, OS/OMS y EOR, en lo que corresponde con el objeto de hacer más comprensible la propuesta.



5. CONCLUSIONES

En el proceso de consulta pública 11-2016 relativa a la propuesta de “REFORMA AL PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL -RTR-, CONTENIDO EN EL RMER Y EN LA RESOLUCIÓN CRIE-P-03-2014”, participaron quince (15) entidades siendo estas: Administrador del Mercado Mayorista (AMM), Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), Asociación de Comercializadores de energía eléctrica (ASCEE) de Guatemala, Comercializadora Eléctrica de Guatemala (COMEGSA), Duke Energy Guatemala y Cia, S.C.A., Comercializadora ELECTRONOVA, S.A. (ELECTRONOVA), Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (GGUEE), Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (GUATEMEL), Jaguar Energy Guatemala LLC, Puerto Quetzal Power LLC y Poliwatt Limitada, Renace, S.A., Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A., Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y el Ente Operador Regional, de las anteriores el 80% son guatemaltecos, el 6.67% son salvadoreñas, el 6.67% son costarricenses y el 6.67% es una entidad regional.

Se recibieron observaciones y comentarios de los quince participantes, unos en contra del contenido de algunos numerales sometidos a consulta, los cuales fueron revisados y analizados por el equipo técnico y se aclaró dando respuestas específicas y justificadas a cada comentario u observación; por otra parte se recibieron comentarios y observaciones que enriquecen la propuesta sujeta a consulta y los cuales serán incluidos en la propuesta regulatoria final.

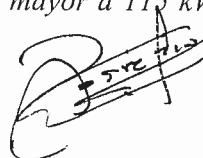
A partir de los comentarios y observaciones recibidas durante el plazo de la consulta pública 11-2016 relativa a la propuesta de “Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional - RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”, se concluye que es necesario hacer algunos ajustes de forma y de fondo a la propuesta, quedando de la siguiente forma:

1. Adicionar al Capítulo 17, del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la siguiente sección:

17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR

17.7.1. Los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR, indicados en los Capítulos 17 y 18 del Libro III del RMER, son establecidos según el tipo y tamaño del proyecto, conforme a la siguiente categorización:

a) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud menor o igual a 150 km



i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III).

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

b) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud mayor a 150 km

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III)

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

v. Estudios de transitorios electromagnéticos, cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección; para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

c) Autotransformadores de Potencia o Transformadores de potencia para transmisión (con conexión a tensiones primarias y secundarias iguales o mayores a 115 kV)

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos



d) Compensación reactiva

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*
- ii. Estabilidad de voltaje*
- iii. Estudio de Cortocircuitos*

e) Conexión de demandas < 25 MVA

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*

f) Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*
- ii. Estudio de Cortocircuitos*

g) Conexión de demandas > 25 MVA

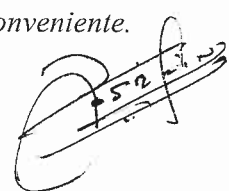
Si la demanda no es de tipo industrial:

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*
- ii. Estabilidad de voltaje*
- iii. Estudio de Cortocircuitos*

Si la demanda es de tipo industrial:

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*
- ii. Estabilidad de voltaje*
- iii. Estudio de Cortocircuitos*
- iv. Estudios de transitorios electromecánicos u otro, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor consideren conveniente.*

h) Proyectos de generación con capacidad mayor a 10 MW



i. *Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*

ii. *Estabilidad de voltaje*

iii. *Estudio de Cortocircuitos*

iv. *Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.*

i) *Interconexiones extra regionales*

i. *Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.*

ii. *Estabilidad de voltaje*

iii. *Estudio de Cortocircuitos*

iv. *Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.*

v. *Estudios de transitorios electromagnéticos, cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección; para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.*

Cualquier otro tipo de proyectos que solicite conectarse a la RTR, que no esté contenido dentro de las categorías anteriores, tales como líneas de corriente directa, electrónica de potencia, transformadores para aplicaciones especiales (filtro de armónicos, puesta a tierra, desfasamiento angular), y otros; los alcances de los requerimientos para las premisas técnicas regionales, serán los definidos a criterio del EOR, considerando lo establecido en el numeral 5.2.5.2, del Libro III del RMER, y los capítulos 16, 17 y 18 del mismo Libro; en coordinación con el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto.

A handwritten signature in black ink, with a circular stamp containing the text "BSP" and a date "2.12" next to it.A handwritten symbol consisting of a vertical line with a circle around it, and a diagonal line crossing through the circle.

17.7.2. El EOR indicará el horizonte de los escenarios a ser analizados para cada uno de los años siguientes, a partir de la fecha que se indique para la puesta en servicio de la ampliación propuesta, según lo siguiente:

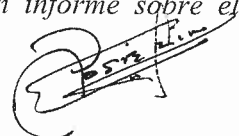
a) Para las categorías de proyecto indicadas como a, b, c, d, e, y f, en el numeral 1 anterior, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de un (1) año.

b) Para las categorías de proyecto indicadas como g, h, e i, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de tres (3) años.

17.7.3. Los Solicitantes o Agentes interesados en construir las ampliaciones Planificadas y a Riesgo aprobadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 del Libro III del RMER, identificadas en los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico de mediano plazo que realiza el EOR; a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 del Libro III del RMER, podrán utilizar los estudios antes mencionados, o realizar lo requerido en el literal c) del numeral 11.3.6 del Libro III del RMER. Si el proyecto o ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional; para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Solicitante, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

2. Modificar los incisos ii) y iii), del literal b), del numeral 4.5.4.1, del libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), de la siguiente forma:

ii. EL EOR, basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente Transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias, elaborará un informe sobre el diseño técnico de detalle; y



iii. El EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE. El diseño técnico de detalle aprobado por el EOR deberá contener el mismo esquema y componentes eléctricos, del diseño básico de las instalaciones, incluido en la Solicitud de conexión a la RTR aprobada por la CRIE.

3. Modificar la “Tabla 2 – Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER”, en su “Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle”, contenida en la Resolución No. CRIE-P-03-2014, referida al “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, en el siguiente sentido: la “Aprobación final del Diseño Técnico de Detalle”, le corresponde al Ente Operador Regional –EOR-.

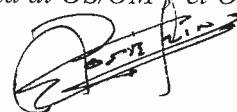
4. Modificar el numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014, de la siguiente forma:

“5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones

Los pasos que a continuación se describen tienen como objeto dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.5.4 “Autorización para la Puesta en Servicio de Conexión”, del Libro III del RMER.

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE, y realizado lo establecido en el numeral 5.2 Etapa del Diseño Técnico de Detalle y 5.3 Parametrización de sistemas de control y protecciones de este procedimiento, aprobado según Resolución No. CRIE-P-03-2014.

Paso 1: *El Agente propietario de las nuevas instalaciones, una vez finalizadas las pruebas para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), informa al OS/OM y el OS/OM*



con al menos quince (15) días calendario de anticipación, envía al EOR la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento, incluyendo la respectiva Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR (SOLMANT), para incluir la puesta en servicio.

El OS/OM debe adjuntar a dicha solicitud para su verificación la documentación siguiente:

- a. Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR;*
- b. Aprobación del Diseño Técnico de Detalle;*
- c. La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones evaluados por el Agente Transmisor y el OS/OM, y aprobados por el EOR;*
- d. La integración al Control Automático de Generación, si aplica;*
- e. Los resultados de las pruebas y ensayos de campo incluyendo los resultados de las pruebas del monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR);*
- f. El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR¹;*
- g. La certificación de auditoría SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional, según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro II del RMER;*
- h. La solicitud de modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.*

Paso 2: *El EOR dentro del plazo de diez (10) días calendario, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez que ha verificado el cumplimiento de la presentación de la documentación indicada en el paso 1 y ha verificado que las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente.*

En caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro del plazo indicado, se considerará que el EOR no tiene objeción y se tendrá por autorizada la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR.

¹ Los sistemas de medición comercial a instalarse, deben cumplir con los requisitos del SIMECR establecidos en el Anexo 1 del Libro II del RMER.

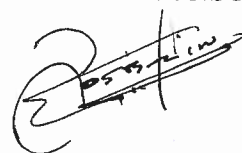
El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso -el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real del SER- actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

5. Establecer la siguiente Disposición Transitoria:

“Las solicitudes de acceso a la RTR que se encuentren en trámite, se regirán por la normativa vigente al momento de su presentación”.

6. RECOMENDACIÓN

Considerar los comentarios, observaciones y recomendaciones recibidas, en la nueva propuesta de “Reforma al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional - RTR-, contenido en el RMER y en la resolución CRIE-P-03-2014”, del documento en consulta pública, adoptando como propuesta final la mostrada en la siguiente sección 7 “DOCUMENTO FINAL RESULTADO DE LA CONSULTA PÚBLICA”.



7. DOCUMENTO FINAL RESULTADO DE LA CONSULTA PÚBLICA:

1. Adicionar al Capítulo 17, del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), la siguiente sección:

17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR

17.7.1. Los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR, indicados en los Capítulos 17 y 18 del Libro III del RMER, son establecidos según el tipo y tamaño del proyecto, conforme a la siguiente categorización:

a) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud menor o igual a 10 km

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III).

iii. Estudio de Cortocircuitos

b) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud mayor de 10 km y menor o igual a 150 km

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III).

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

c) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud mayor a 150 km

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 del libro III)

A handwritten signature in blue ink is written over a circular stamp. The stamp contains the text "P. 5.12.2.1.2" and a date "15/02/2020".A handwritten mark in blue ink, consisting of a vertical line with a circle at the bottom, resembling a stylized 'S' or a signature.

- iii. Estudio de Cortocircuitos
- iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.
- v. Estudios de transitorios electromagnéticos, cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección; para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

d) Autotransformadores de Potencia o Transformadores de potencia para transmisión (con conexión a tensiones primarias y secundarias iguales o mayores a 115 kV)

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
- ii. Estabilidad de voltaje
- iii. Estudio de Cortocircuitos

e) Compensación reactiva

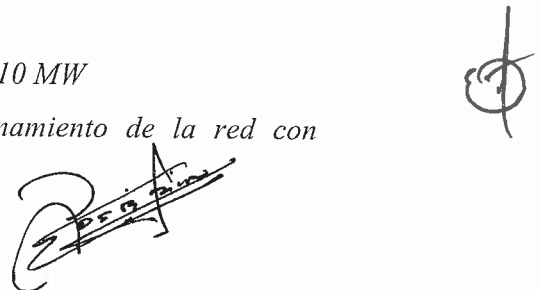
- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
- ii. Estabilidad de voltaje
- iii. Estudio de Cortocircuitos

f) Conexión de demandas < 25 MVA

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

g) Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW

- i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.



ii. Estudio de Cortocircuitos

h) Conexión de demandas > 25 MVA

Si la demanda no es de tipo industrial:

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos

Si la demanda es de tipo industrial:

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos u otro, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor consideren conveniente.

i) Proyectos de generación con capacidad mayor a 10 MW

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

ii. Estabilidad de voltaje

iii. Estudio de Cortocircuitos

iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

Los estudios para cualquier otro tipo de proyectos que soliciten conectarse a la RTR, que no estén contenidos dentro de las categorías anteriores, tales como enlaces extraregionales, líneas de corriente directa, electrónica de potencia, transformadores para aplicaciones especiales (filtro de armónicos, puesta a tierra, desfasamiento angular), y otros; serán los que determine la CRIE a solicitud del EOR, quien los



propondrá previa coordinación con el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto.

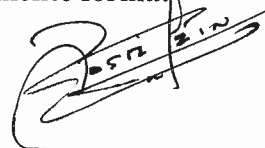
17.7.2. El EOR indicará el horizonte de los escenarios a ser analizados para cada uno de los años siguientes, a partir de la fecha que se indique para la puesta en servicio de la ampliación propuesta, según lo siguiente:

a) Para las categorías de proyecto indicadas como a, b, c, d, e, f y g, en el numeral anterior, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de un (1) año.

b) Para las categorías de proyecto indicadas h e i, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de tres (3) años.

17.7.3. Los Solicitantes o Agentes interesados en construir las ampliaciones Planificadas y a Riesgo aprobadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 del Libro III del RMER, identificadas en los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico de mediano plazo que realiza el EOR; a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 del Libro III del RMER, podrán utilizar los estudios antes mencionados, o realizar lo requerido en el literal c) del numeral 11.3.6 del Libro III del RMER. Si el proyecto o ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional; para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Solicitante, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

2. Modificar los incisos ii) y iii), del literal b), del numeral 4.5.4.1, del libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), de la siguiente forma:



ii. EL EOR, basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente Transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias, elaborará un informe sobre el diseño técnico de detalle; y

iii. El EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE. El diseño técnico de detalle aprobado por el EOR deberá contener el mismo esquema y componentes eléctricos, del diseño básico de las instalaciones, incluido en la Solicitud de conexión a la RTR aprobada por la CRIE.

3. Modificar la “Tabla 2 – Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER”, en su “Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle”, contenida en la Resolución No. CRIE-P-03-2014, referida al “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)”, en el siguiente sentido: la “Aprobación final del Diseño Técnico de Detalle”, le corresponde al Ente Operador Regional –EOR-.

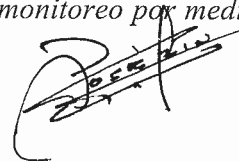
4. Modificar el numeral “5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones”, del “Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional”, establecido mediante la Resolución CRIE-P-03-2014, de la siguiente forma:

“5.4 Etapa de Puesta en servicio de las instalaciones

Los pasos que a continuación se describen tienen como objeto dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.5.4 “Autorización para la Puesta en Servicio de Conexión”, del Libro III del RMER.

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE, y realizado lo establecido en el numeral 5.2 Etapa del Diseño Técnico de Detalle y 5.3 Parametrización de sistemas de control y protecciones de este procedimiento, aprobado según Resolución No. CRIE-P-03-2014.

Paso 1: *El Agente propietario de las nuevas instalaciones, una vez finalizadas las pruebas para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del*



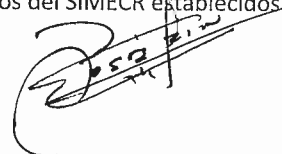
Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), informa al OS/OM y el OS/OM con al menos quince (15) días calendario de anticipación, envía al EOR la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento, incluyendo la respectiva Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR (SOLMANT), para incluir la puesta en servicio.

El OS/OM debe adjuntar a dicha solicitud para su verificación la documentación siguiente:

- a. Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR;*
- b. Aprobación del Diseño Técnico de Detalle;*
- c. La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones evaluados por el Agente Transmisor y el OS/OM, y aprobados por el EOR;*
- d. La integración al Control Automático de Generación, si aplica;*
- e. Los resultados de las pruebas y ensayos de campo incluyendo los resultados de las pruebas del monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR);*
- f. El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR²;*
- g. La certificación de auditoría SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional, según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro II del RMER;*
- h. La solicitud de modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.*

Paso 2: *El EOR dentro del plazo de diez (10) días calendario, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez que ha verificado el cumplimiento de la presentación de la documentación indicada en el paso 1 y ha verificado que las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente.*

² Los sistemas de medición comercial a instalarse, deben cumplir con los requisitos del SIMECR establecidos en el Anexo 1 del Libro II del RMER.



En caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro del plazo indicado, se considerará que el EOR no tiene objeción y se tendrá por autorizada la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR.

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso -el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real del SER- actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.”

5. Establecer la siguiente Disposición Transitoria:

“Las solicitudes de acceso a la RTR que se encuentren en trámite, se regirán por la normativa vigente al momento de su presentación”.

