



**COMISIÓN REGIONAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

Informe No. GT-49-2019 / GJ-71-2019

**Tema: Informe de Diagnóstico – Criterios para el Diseño de las
Instalaciones que forman parte de la RTR.**

Ana Beatriz Sánchez	
Dennis Posadas	
Ingrid Campos	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	

**Ciudad de Guatemala
21 de mayo de 2019**

**INFORME DE DIAGNÓSTICO – CRITERIOS PARA EL DISEÑO DE LAS INSTALACIONES QUE
FORMAN PARTE DE LA RTR.**

Índice de Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	2
2.	MARCO REGULATORIO.....	2
1.1.	<i>Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)</i>	2
1.2.	<i>Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo)</i>	3
1.3.	<i>Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)</i>	4
3.	DIAGNÓSTICO.....	9
4.	CONCLUSIONES	12
5.	RECOMENDACIONES.....	13



1. Antecedentes.

El 21 de diciembre de 2018, mediante oficio DSAN No.3561-18 Ref 134956, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) solicitud de dispensa puntual para la no instalación del regulador de velocidad en la tercera unidad de la Central Hidroeléctrica Macano, mismo que es requerido por la Regulación Regional en su numeral 16.1.2 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

El 28 de enero de 2019, mediante oficio CRIE-SE-GJ-14-28-01-2019, la CRIE respondió a la solicitud planteada por ASEP, informándole a la entidad solicitante que de conformidad a lo establecido en el artículo 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) y lo dispuesto en el numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, esta Comisión se veía imposibilitada de hacer una dispensa puntual para la no instalación de los equipos requeridos por la Regulación Regional.

El 09 de abril de 2019, mediante oficio con referencia DSAN No 1077-19, la ASEP, solicitó a la CRIE la revisión de los requisitos contenidos en el numeral 16.1.2 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), solicitando que las normas de diseño contenidas en el mismo no sean aplicables a unidades de generación conectadas a redes de distribución y que no causan efectos negativos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

El 10 de abril de 2019, mediante memorándum CRIE-SE-84-2019, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE instruyó a la Gerencia Técnica a proceder con el análisis del caso, a fin de poder realizar las propuestas de mejoras a la Regulación Regional, en el caso que las mismas se identifiquen necesarias.

2. Marco Regulatorio

1.1. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)

“Artículo 2. Los fines del Tratado son:// a) Establecer los derechos y obligaciones de las Partes;// b) Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social (...)// e) Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad, y seguridad en el suministro de energía en la región (...)”

“Artículo 4. El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.”

“Artículo 10. El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.”

“Artículo 12. Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional. // 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.”

“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son, entre otras: (...)// e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales; f. Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos (...).”

1.2. Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo)

“Artículo 23. Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operador de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional”.

1.3. Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

Definiciones

“Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. Son un conjunto de requisitos técnicos 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.”

“Mercado Eléctrico Regional o Mercado. Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.”

“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.”

“Sistema Eléctrico Regional. Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros.”

Numeral 1.4.4: *“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.”*

Numeral 1.4.4.3: *“Supervisión de la Operación en Tiempo Real. Durante la Operación en Tiempo Real, el EOR, en coordinación con los OS/OMS, toma todas las acciones de supervisión necesarias para*

desarrollar las siguientes tareas:// a) Preservar la calidad y seguridad de la operación del Sistema Eléctrico Regional SER;// b) Mantener las inyecciones y retiros programados en los nodos de la RTR y los intercambios establecidos entre las áreas de control;// c) Coordinar y supervisar el suministro de servicios auxiliares;// d) Realizar redespachos y controlar las desviaciones del predespacho en tiempo real; y// e) Coordinar la operación del SER en estado normal y de emergencia.”

Numeral 1.5.2.2: *“En cumplimiento de la Regulación Regional, la CRIE está facultada para: //a) Aprobar los reglamentos necesarios para regular la administración y operación del MER (...) c) Regular la generación y transmisión regionales”.*

Numeral 1.5.2.3: *“En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de://a) Aprobar modificaciones a los reglamentos, normas y regulaciones regionales (...)”.*

Numeral 1.5.3.1: *“El EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE. Son funciones del EOR:// a) Proponer a la CRIE los procedimientos técnicos, comerciales y operativos del Mercado y del uso de la RTR;// b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño (...)”*

Numeral 1.5.3.2: *“En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: (...) i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; (...) 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; ii. Delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación; iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor iv. Coordinar las investigaciones de eventos en el SER, solicitando a los Agentes y OS/OM que se han visto involucrados en éstos, las informaciones pertinentes, resultados de evaluaciones y análisis desarrollados; v. Solicitar información a los OS/OM y a los Agentes a través de los OS/OM correspondientes, sobre cualquier evento o contingencia que ocurra en el SER; vi. Supervisar y validar, en*

coordinación con el Agente respectivo, las calibraciones propuestas para las protecciones y sistemas de control cuyos efectos involucren a más de un Agente; vii. Verificar el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión de los equipos e instalaciones de los Agentes Transmisores que estos han establecido, siguiendo los criterios determinados para tal fin; viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Reglamento; y ix. Considerar en el SPTR las propuestas de adecuaciones de la RTR presentadas por los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. x. Administrar los Derechos de Transmisión y mantener un registro de los mismos.”

Numeral 1.5.4: “**Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM** Los OS/OMS coordinaran la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a:// a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional (...) ii. Operar las instalaciones de la RTR en coordinación con el EOR (...). v. Preservar la confiabilidad, seguridad y calidad el servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y en especial establecer restricciones y criterios operativos para el cumplimiento de dichos criterios (...)”

Numeral 1.8.4.3: “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 (...)”.

Numeral 2.3.2.4: “El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.”

Libro II

Numeral 3.2.1 "La operación técnica del MER se base en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los OS/OMS de los países miembros. La coordinación entre el EOR y los OS/OMS se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento, según el siguiente esquema: (...)// c) Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales; (...)"

309

Libro III

Numeral 4.6.1: “*Los Agentes que estén conectados o pretendan conectarse directa o indirectamente a la RTR, deberán cumplir con lo estipulado en la regulación nacional del país donde se encuentre ubicado el punto de conexión, en lo referente a los contratos de conexión o a las autorizaciones para la conexión de sus instalaciones a la red de transmisión.*”

Numeral 11.3.1: “*Las ampliaciones solicitadas por los Agentes y que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER, y que no sean identificadas por el procedimiento descrito en el Numeral 10.10 de este Libro como pertenecientes a la RTR, deberá ser realizada siguiendo los procedimientos establecidos en la regulación nacional, pero quedando a cargo de cada OS/OM verificar que la ampliación no afecte la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la RTR.*” (subrayado es propio)

Numeral 16.1.2: “*Los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión con las redes nacionales, sin perjuicio de los dispuesto en el Numeral 16.1.1, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas de diseño: (...)*

- j) Las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente, deben cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y los siguientes criterios mínimos de diseño:*
 - i. Los interruptores de maniobra en el punto de conexión entre un generador y la red de un Agente Transmisor deberán contar con protección de falla de interruptor. Los requerimientos de la protección de falla de interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser determinadas por el Agente involucrado en coordinación con el Agente Transmisor y el OS/OM respectivo;*
 - ii. Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje) y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) para amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, así como equipamiento de control de potencia/frecuencia (reguladores de velocidad), que la RTR pueda requerir para asegurar un desempeño estable;*
 - iii. Disponer de un interruptor de maniobra en cada punto de conexión de un generador con la RTR, asegurando el tiempo de despeje de fallas para cumplir con los CCSD;*

- iv. *Las unidades generadoras conectadas a la RTR, que el OS determine que deben formar parte de plan nacional de restablecimiento, deberán disponer de instalaciones para arranque en negro;*
- v. *Las unidades generadoras que determine el OS/OM deberán permanecer sincronizadas al SER cuando ocurran perturbaciones en la frecuencia y en la tensión:*
- vi. *Las unidades generadoras deben soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica después de su punto de conexión a la red, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo;*
- vii. *Disponer de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación, cuando el EOR, en coordinación con el OS/OM, lo determine necesario para implementar un ECS;*
- viii. *Se exceptúan de estos requerimientos las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada igual o menor a 5 MW; (...)*

Numeral 16.1.3: *“Para asegurar el cumplimiento de los CCSD, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.) deberán presentar al EOR, a través del OS/OM, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR.”* (subrayado es propio)

Numeral 16.2.1: *“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.”*

Numeral 16.2.2: *“Es responsabilidad del EOR coordinar la operación del SER cumpliendo con los CCSD”.*

Dina

7/29

3. Diagnóstico

Mercado Eléctrico Regional. De conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, el Mercado Eléctrico Regional (MER) es el ámbito en el que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los Agentes del Mercado (Art.4 del Tratado Marco). Por otra parte, para realizar los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, se utilizan un conjunto de instalaciones de transmisión denominada Red de Transmisión Regional (RTR), la cual de conformidad a lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, está integrada por los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER.

En cuanto a la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), el Tratado Marco establece en su artículo 10, que la misma debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los entes nacionales de despacho de energía eléctrica. En adición, el numeral 1.4.4 del Libro I del RMER dispone que la operación técnica del MER se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada en la cual el Ente Operador Regional (EOR) es responsable y coordina la operación del MER y la RTR a través de los OS/OMS de los países miembros, mientras que los OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación de sus sistemas en cada uno de sus países. Finalmente, el numeral 3.2.1 en el literal c) del Libro II del RMER, confiere a cada OS/OM la obligación de mantener la operación de sus respectivas redes dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales.

De lo expuesto anteriormente se colige que la operación tanto del SER como de la RTR debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS de cada país miembro, preservando el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en la Regulación Regional lo cual 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 OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.

En cuanto a la conexión al Sistema Eléctrico Regional (SER); el mismo se encuentra integrado por los sistemas eléctricos de los países miembros; siendo la RTR un subconjunto de éste, integrado por aquellos elementos que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER, en tal sentido la regulación regional establece los criterios para garantizar el libre acceso a la RTR, así como los

Pin

ms

requerimientos mínimos y el procedimiento que deben cumplir los interesados en conectar un nuevo equipamiento a la RTR, lo anterior se regula en los capítulos 4, 5, 11, 16 y Anexo K del Libro III del RMER y se fundamenta en lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco.

En cuanto a la conexión de instalaciones que se conectan al SER, en puntos no identificados como pertenecientes a la RTR de acuerdo al procedimiento descrito en el numeral 10.10 del Libro III, la regulación regional establece en términos generales, que los interesados en conectar nuevas instalaciones deberán seguir los procedimientos establecidos en la regulación nacional, pero es responsabilidad del OS/OM respectivo verificar que las referidas instalaciones no afectarán la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la RTR, lo anterior se complementa con la obligación de los interesados que requieran conectar nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.), de presentar al EOR, a través del OS/OM respectivo, el estudio de impacto de las nuevas instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR (numerales 11.3.1 y 16.1.3 Libro III, RMER).

Si bien las disposiciones citadas en el párrafo anterior, se refieren a conexiones al SER, debe entenderse que la misma es aplicable a proyectos que deseen conectarse a instalaciones que siendo parte del SER no forman parte de la RTR; lo anterior considerando que, como ya se había mencionado, los requerimientos y el procedimiento para conectarse a la RTR se encuentra expresamente regulado en los capítulos 4, 5, 11 y Anexo K del Libro III del RMER.

De lo anterior se colige que el interesado en conectarse a un punto no identificado como RTR debe seguir el procedimiento establecido en la regulación nacional; pero además, debe presentar al EOR (a través del OS/OM respectivo) un estudio del impacto de las instalación en la operación del SER. Lo anterior es consistente con el esquema de operación jerarquica descentralizada establecido por la regulación regional, partiéndose que de los resultados de dichos estudios, el EOR como ente responsable de asegurar que la operación regional procure alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad, en coordinación con los OS/OM, verifique que la conexión de nuevos proyectos, no comprometa el cumplimiento de los CCSD con los que se debe operar el SER, ni que la conexión de las nuevas instalaciones afecten de manera adversa la capacidad operativa de transmisión de la RTR.

Criterios para el Diseño de las Instalaciones que forman parte de la RTR.

La Regulación Regional en su numeral 16.1.2 del Libro III establece las normas de diseño aplicables a los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión a las redes nacionales y que podrían ser necesarios para el control de tensión, control de potencia/frecuencia y estabilización de sistema de potencia en la RTR. Asimismo, el referido numeral establece, desde el punto de vista regional, los criterios mínimos de diseño aplicables a las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente, exceptuando del cumplimiento de dichos requerimiento, según su literal j numeral romano viii, a las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada igual o menor a 5 MW.

Respecto a la excepción referida en el párrafo anterior, y considerando la obligación, tanto del EOR como de los OS/OMS de la región, de verificar y asegurar que las nuevas instalaciones que se conecten al SER no afecten de manera adversa las capacidades operativas de transmisión de la RTR, ni el cumplimiento de los CCSD regionales, se considera adecuado modificar lo dispuesto en el numeral 16.1.2 literal j), numeral romano viii) del Libro III del RMER, de manera que la excepción de cumplimiento de los criterios mínimos de diseño de las unidades generadoras que no se conectan directamente a la RTR, no se vincule a la capacidad instalada de las mismas, sino que se vincule a los resultados de los estudios eléctricos que desarrollen los agentes que deseen conectar nuevas instalaciones al SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR, los cuales debe presentar al operador regional a través del respectivo OS/OM.

De acuerdo con lo antes considerado, aquellas unidades generadoras que no se conecten directamente a la RTR y que demuestren a través de estudios eléctricos de impacto en la operación del SER, que la planta en su conjunto no afectará de manera adversa las capacidades operativas de la RTR, ni el cumplimiento de los CCSD regionales, estarían exentas del cumplimiento de los criterios mínimos de diseño regionales listados en el numeral 16.1.2 literal j) del Libro III del RMER, lo anterior tomando como base lo dispuesto en el Artículo 28 del Tratado Marco, Artículo 23 del Segundo Protocolo y numerales 1.5.3.1, 1.5.3.2, y 1.5.4 del Libro I, 3.2 del Libro II y 11.3.1, 16.1.3, y 16.2.1 Libro III, RMER.

Por lo anterior, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano viii) del Libro III del RMER, se leería de la siguiente manera:

“ viii. Se exceptúan de estos requerimientos las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que ~~que posean una capacidad instalada igual o menor a 5 MW~~ no afecten la capacidad



operativa de transmisión de la RTR ni el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales. A efecto de verificar las no afectaciones antes referidas, se deberán realizar los estudios eléctricos de impacto en la operación del SER conforme lo dispuesto en los numerales 11.3.1 y 16.1.3 del presente Libro ”

4. Conclusiones

1. La operación tanto del SER como de la RTR debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS, preservando el cumplimiento de los CCSD establecidos en la Regulación Regional. Lo anterior 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 OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.
2. La Regulación Regional establece los criterios para garantizar el libre acceso a la RTR, así como los requerimientos mínimos que deben cumplir los interesados en conectar un nuevo equipamiento a la RTR, procedimiento y requisitos de acceso que están contenidos en los capítulos 4, 5, 11 y Anexo K del Libro III del RMER.
3. En cuanto a las conexiones de nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.), la Regulación Regional establece en términos generales, que los interesados en conectar nuevas instalaciones deberán presentar al EOR, a través del OS/OM respectivo, un estudio de impacto de las nuevas instalaciones en la operación del SER, conforme a los requerimientos que fije el EOR, lo anterior con el fin de asegurar el cumplimiento de los CCSD. Tal disposición sería aplicable a proyectos que deseen conectarse a instalaciones que siendo parte del SER no forman parte de la RTR; lo anterior considerando que los requerimientos y el procedimiento para conectarse a la RTR se encuentra debidamente regulado en el RMER.
4. Actualmente, la Regulación Regional vigente establece los criterios mínimos de diseño regionales aplicables a unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, exceptuando del cumplimiento de dichos requerimientos a aquellas unidades que no se conectan directamente a la RTR y cuya capacidad instalada sea menor o igual a 5 MW. En cuanto a la excepción aludida, se ha analizado la obligación que tienen tanto del EOR como de los OS/OMS de la región, razón por

la cual se considera adecuado modificar la normativa, de manera que la excepción al cumplimiento de los requerimientos mínimos de diseño aplicables a las unidades generadoras que no se conectan directamente a la RTR se vincule a los resultados de los estudios eléctricos de impacto en la operación del SER, que elabore el desarrollador del proyecto a efecto de conectarse al SER, de conformidad a lo establecido en los numerales 11.3.1 y 16.1.3 del Libro III del RMER.

5. Recomendaciones

1. Publicar en la página web de la CRIE el presente Informe de Diagnóstico, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.
2. Someter al proceso de consulta pública la siguiente propuesta de modificación al numeral 16.1.2 literal j), numeral romano viii) del Libro III del RMER, referido a la excepción del cumplimiento de los criterios mínimos de diseño regionales aplicables a unidades generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR, cuyo texto sería:

“ viii. Se exceptúan de estos requerimientos las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que ~~que posean una capacidad instalada igual o menor a 5 MW~~ no afecten la capacidad operativa de transmisión de la RTR ni el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales. A efecto de verificar las no afectaciones antes referidas, se deberán realizar los estudios eléctricos de impacto en la operación del SER conforme lo dispuesto en los numerales 11.3.1 y 16.1.3 del presente Libro”



6. Recomendación

- Solicitar al EOR que proceda a la revisión de las observaciones contenidas en el presente informe.
- Realzar una reunión con el EOR para que explique las observaciones planteadas en el presente informe.
- Solicitar al EOR la remisión de los estudios de seguridad operativa, cada vez que este Ente realice actualizaciones a los mismos.
- Solicitar al EOR la remisión del estudio semestral de máximas capacidades de transferencia entre áreas de control vigente.
- Solicitar al EOR remitir a esta Comisión, los resultados de la consultoría de evaluación de la metodología para el cálculo de las máximas transferencias entre áreas de control.