

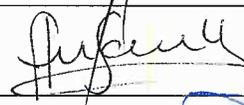
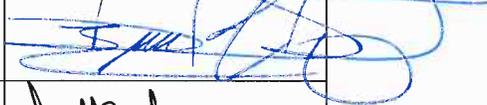
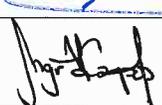
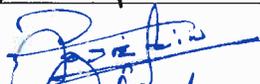
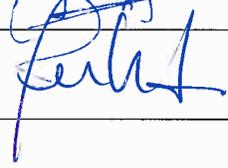


Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

Informe No. GT-109-2019/ GJ-173-2019

**Informe de Diagnóstico – Propuesta de modificación regulatoria para
la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.**

Giovanni Hernández Secretario Ejecutivo	
Ana Beatriz Sánchez	
Dennis Omar Posadas	
Ingrid Campos	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	

Ciudad de Guatemala
19 de noviembre de 2019

**INFORME DE DIAGNÓSTICO – PROPUESTA DE MODIFICACIÓN REGULATORIA PARA LA
PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.**

Índice de Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	2
2.	MARCO REGULATORIO.....	3
2.1	<i>Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco)</i>	3
2.2	<i>Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo)</i>	4
2.3	<i>Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)</i>	4
3.	DIAGNÓSTICO.....	8
4.	CONCLUSIONES	15
5.	RECOMENDACIONES.....	16
5.	ANEXO I.....	17



1. Antecedentes.

1. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) remitió al Ente Operador Regional (EOR), el oficio con referencia CRIE-SE-GT-GJ-83-03-05-2019 de fecha 06 de mayo de 2019, mediante la cual se le informó al EOR sobre el acuerdo número CRIE-4-139 adoptado por la Junta de Comisionados, el cual establece lo siguiente:

*“A) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que a más tardar el 30 de agosto de 2019 presente a esta Comisión una propuesta regulatoria en coordinación con los OS/OMs, para el tratamiento que sea necesario realizar concerniente a las normas de diseño de instalaciones de la RTR y la operación del SER, de equipos relacionados con aquellas tecnologías de generación que por su naturaleza no pueden contribuir con la regulación primaria de frecuencia, cuya finalidad sea la de preservar la calidad, seguridad y confiabilidad del SER (...)”*

2. El 01 de julio de 2019, el EOR mediante nota EOR-GPO-01-07-2019-166 remitió a los OS/OM de cada uno de los países miembros el documento denominado “*Análisis de las normativas establecidas en América Central para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia*” y solicitó observaciones y comentarios al mismo.
3. El 09 de julio de 2019, el EOR realizó una videoconferencia con los OS/OM de la región, representados por el Comité Técnico de Operación (CTO) y el Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), en la cual se revisó el documento referido en el párrafo anterior, tal y como se constató en la Ayuda Memoria elaborada por el EOR en dicha fecha. Como resultado de la videoconferencia, el EOR en coordinación con los OS/OM, elaboraron la propuesta preliminar de modificación regulatoria para los numerales 4.12.4, 16.2.7.6, 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), y para la tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER.
4. El 15 de agosto de 2019, el EOR, mediante nota EOR-PJD-13-08-2019-056 de fecha 13 de agosto de 2019, remitió a la CRIE el Informe de Regulación del MER Extraordinario “*Propuesta de modificación regulatoria para la prestación del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (IRMER-E03-2019)*”, anexo al presente informe.



2. Marco Regulatorio

2.1 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: (...)// a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (...)// c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del

*Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...)
// e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales //; (...).”*

2.2 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”.

2.3 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

Definiciones

“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.”

“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, auditoría 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 (...) c) Coordinar con el EOR el planeamiento y la operación técnica de la RTR, según el siguiente detalle: (...) // 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 basa 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 general: (...)// 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; (...)”*

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 4.12.4: *“Regulación primaria de frecuencia // a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con lo establecido en los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER // b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica podrán contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético de tamaño adecuado que le permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponde. // c) En cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólica y fotovoltaica, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER.”*

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.”*

Numeral 16.2.7.6: *“Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de acción de los reguladores de velocidad.”*

Numeral 16.2.7.7: *“La banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.”*

Numeral 16.2.7.8: *“Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo (‘Speed Droop’ por sus siglas en Inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.”*

Numeral 16.2.7.9: *“Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima.”*

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). 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 de América Central (Tratado Marco), está integrada por 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 MER.

UNO

Adicionalmente, 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 consonancia con lo dispuesto en el Tratado Marco, 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, procurando preservar 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 SER y la RTR, mientras que los OS/OMS son los responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.

Con el objeto de analizar posibles modificaciones a las normas que establecen los CCSD que deben regir en el SER, se hace necesario considerar la matriz de generación presente en los países miembros del MER, de la siguiente forma:

De la matriz de generación del SER

En la actualidad, el Sistema Eléctrico Regional está integrado por una matriz de generación tecnológicamente diversificada. En este sentido, esta pluralidad de tecnologías de generación, conlleva a que algunos de los generadores que actualmente se conectan al SER no puedan contribuir a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), debido a su incapacidad de incrementar su potencia de salida, la cual obedece a que por su tecnología o diseño son incapaces de controlar su recurso primario de generación (e.g. Plantas de generación eólica, fotovoltaica, etc.), situación que podría impactar en el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la regulación regional.

DM

De los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para el Diseño de las Instalaciones de la RTR y la Operación del SER:

A efecto que la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) se desarrolle procurando alcanzar niveles adecuados de calidad, seguridad y confiabilidad, el RMER, establece en el numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, las normas de diseño que deben cumplir los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión con las redes nacionales.

De conformidad con lo establecido en la regulación regional, los criterios de calidad, seguridad y desempeño, independientemente de su categorización, deben cumplirse simultáneamente, lo anterior con el objeto de asegurar que la operación de la RTR y del SER sea la adecuada.

En cuanto al Criterio de Desempeño, el RMER, apartado 16.2.7 del Libro III, lo subdivide en tres criterios, siendo éstos los siguientes: a) Criterio de Desempeño de la Regulación Secundaria de Frecuencia; b) Criterio de Desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia; y c) Criterio de Desempeño ante pérdida de Generación. Al respecto, actualmente la regulación regional establece, en su numeral 16.2.7.5 del Libro III, que el criterio de desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia consiste en requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control, con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia. A efecto de cumplir con el objetivo de limitar las desviaciones de frecuencia antes referidas, el RMER en su numeral 16.2.7.6 del Libro III, establece la obligación de que todas las unidades generadoras existentes y futuras contribuyan con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad.

Otro aspecto relacionado a la Regulación Primaria de Frecuencia, corresponde al porcentaje de estatismo con el que deben operar todos los reguladores de velocidad. Actualmente, el RMER establece que todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo del 3%, sin los limitadores aplicados (Numeral 16.2.7.8 del Libro III).

El estatismo es un parámetro que determina la velocidad del generador en estado estable en función de la potencia entregada, y corresponde a la variación de la velocidad de cuando la unidad generadora pasa de vacío a plena carga. De lo anterior, se puede interpretar que corresponde a la relación entre el delta de

velocidad (o delta de frecuencia) ante un delta de potencia activa de salida de una unidad, la cual viene dada por la siguiente ecuación:

$$R[\%] = \frac{\Delta f}{\Delta P}$$

Esta relación establece el aporte o disminución de potencia del generador ante las variaciones de frecuencia del sistema, convirtiéndolo en un factor importante para la regulación conjunta de la frecuencia del sistema.

Normalmente en los sistemas interconectados, se observa en general la especificación de una banda de valores permitidos para el estatismo, debido básicamente a la imposibilidad de fijar un único valor con los reguladores de velocidad mecánicos con realimentación de posición de válvulas. En estos casos, la característica no lineal de los actuadores provoca una respuesta con estatismos diferentes para cada punto de operación del regulador

Como ya se ha mencionado, en la actualidad **existen** unidades de generación conectadas al Sistema Eléctrico Regional que por su tecnología o diseño **no cuentan** con reguladores de velocidad, o no tienen la capacidad de ajustar el valor de estatismo permanente al valor requerido por el RMER. Asimismo, se ha verificado que el establecimiento de un valor único de estatismo limita la posibilidad de reasignación de reserva de regulación primaria de frecuencia entre generadores.

En tal sentido, se identifica necesario modificar la regulación regional, de manera que ésta responda a las necesidades operativas del SER, derivados de la pluralidad de tecnologías con la que cuenta la matriz energética; así como a las mejores prácticas en la operación de sistemas eléctricos de potencia, particularmente en lo que respecta al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

En virtud de lo anterior, respecto a los Criterios Calidad, Seguridad y Desempeño para el Diseño de las Instalaciones de la RTR y la Operación del SER se considera necesario realizar la siguiente modificación:

- **Modificar el numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) el cual actualmente establece que las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente, deben *“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”; de manera que éste se lea de la siguiente manera:

“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 o controles equivalentes), que la RTR pueda requerir para asegurar un desempeño estable.”

Asimismo, respecto al Criterio de Desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia se considera necesario realizar la siguiente modificación:

- Modificar el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER el cual actualmente establece que *“Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad”*; de manera que éste se lea de la siguiente manera:

“Numeral 16.2.7.6 Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes). En aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta deberá proveerse por cualquiera de las siguientes alternativas:

a) A través de la asignación de uno o varios generadores sustitutos. En este caso el o los generadores sustitutos que brinde físicamente el servicio de regulación primaria de frecuencia, deberá mantener un margen de reserva de potencia activa suficiente, de manera que ante variaciones de frecuencia, el cambio total en su potencia activa de salida, sea igual al cambio de potencia propio, más el cambio de potencia correspondiente a la unidad generadora a la cual sustituye en el servicio de regulación primaria de frecuencia. En este caso y de considerarse necesario por parte del OS/OM correspondiente, el propietario del generador sustituto ajustará el estatismo del sistema de control de potencia/frecuencia.



b) *Por medio de un sistema de almacenamiento energético que cuente con un margen de potencia activa suficiente que le permita cumplir con la respectiva contribución de regulación primaria de frecuencia, así como con las características de estatismo y banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia o cualquier otra característica técnica que al efecto establezca la regulación regional y nacional para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.*

En caso que la contribución a la regulación primaria de frecuencia de parte de una unidad generadora deba ser provista a través de cualquiera de las alternativas contenidas en el presente numeral, el agente respectivo deberá obtener la aprobación del OS/OM respectivo, quien al momento de aprobación deberá definir el margen de potencia activa suficiente al que se refiere el presente numeral.”

- Modificar el numeral 16.2.7.7 del Libro III del RMER, el cual establece que “*La banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal*”; de manera que éste se lea de la siguiente manera:

*“**Numeral 16.2.7.7** La banda muerta intencional de todos los sistemas de control de potencia/frecuencia, deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.”*

- Modificar el numeral 16.2.7.8 del Libro III del RMER, el cual establece que “*Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo (‘Speed Droop’ por su nombre en Inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.*”; de manera que éste se lea de la siguiente manera:

***Numeral 16.2.7.8** Todos los sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes) deben operar con un estatismo (‘Speed Droop’ por su nombre en Inglés) comprendido en un rango entre 2% y 7%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.*

- Modificar la Tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER asociada al Desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia, de manera que ésta se lea de la siguiente manera:

Tabla 2. DESEMPEÑO DE LA REGULACIÓN PRIMARIA

	<i>Requisito</i>
<i>Unidades generadoras</i>	<i>Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes). En aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta la podrá prestar de conformidad con lo establecido en el numeral 16.2.7.6 del presente Libro.</i>
<i>Banda muerta del sistema de control de potencia/frecuencia</i>	<i>La banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia debe ser ± 0.03 Hz.</i>
<i>Estatismo</i>	<i>Los sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes) deben operar con un estatismo comprendido en un rango entre 2% y 7%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.</i>

Finalmente, en cuanto a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional, se hace necesario realizar la siguiente modificación:

- Considerando las propuestas de modificación que anteceden, se considera apropiado modificar el numeral 4.12.4 del Libro III del RMER el cual en la regulación regional vigente establece que: “a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con lo establecido en los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER. // b) Las centrales de generación eólica y

Handwritten signature

fotovoltaica podrán contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético de tamaño adecuado que le permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponde. // c) En cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólica y fotovoltaica, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER. ". En tal sentido, se propone que el numeral 4.12.4 se lea de la siguiente manera:

Numeral 4.12.4 Para contribuir a la regulación primaria de frecuencia, las centrales eólicas y fotovoltaicas deberán cumplir lo que al efecto establecen los numerales 16.2.7.6, 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER.

4. Conclusiones

1. La operación tanto del SER como de la RTR debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS, procurando 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 el libre acceso a la RTR, estableciendo también 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 lo que respecta al criterio de desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia, la regulación regional establece en términos generales, que ésta corresponde a criterios técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de la frecuencia.

4. A efecto de cumplir con el criterio detallado en el numeral anterior, actualmente la regulación regional establece los siguientes requisitos:
 - a. Todas las unidades existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de los reguladores de velocidad.
 - b. La banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.
 - c. Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.

5. Con relación a los requerimientos que actualmente fija la regulación regional para cumplir el criterio de desempeño de la regulación primaria de frecuencia, y considerando la pluralidad de tecnologías que actualmente integran la matriz de generación del Sistema Eléctrico Regional, se considera adecuado modificar la normativa, de manera que los requerimientos asociados al cumplimiento del criterio de desempeño de la regulación primaria de frecuencia, particularmente aquellos referidos al estatismo con el que deben operar los reguladores de velocidad, así como la obligatoriedad que actualmente tienen todas las unidades de generación existentes o futuras en contribuir a la regulación primaria de frecuencia; se adecue a la realidad operativa del SER procurando mantener la seguridad y confiabilidad en la operación de éste.

6. Debe señalarse que como parte de la evaluación realizada y presentada por el EOR a través del informe Extraordinario de Regulación del Mercado Eléctrico Regional (IRMER-E03-2019), éste no identificó costos relacionados a incurrirse por parte del Operador Regional, OS/OMs ni por parte de los Agentes del MER derivado de las modificaciones propuestas a la regulación regional.

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 propuesta de modificación a los numerales 4.12.4, 16.1.2, 16.2.7.6, 16.2.7.7, 16.2.7.8 y la Tabla 2 del Anexo H, todos del Libro III del RMER; conforme al detalle que se muestra en el Anexo I del presente informe.



5. Anexo I

Propuesta de Modificación al RMER

1. Modificar el numeral 4.12.4 del Libro III del RMER, de manera que éste se lea de la siguiente forma:

Numeral 4.12.4 Para contribuir a la regulación primaria de frecuencia, las centrales eólicas y fotovoltaicas deberán cumplir lo que al efecto establecen los numerales 16.2.7.6, 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER.

2. Modificar el numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii), el cual deberá leerse de la siguiente manera:

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 o controles equivalentes), que la RTR pueda requerir para asegurar un desempeño estable.

3. Modificar el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER, de manera que éste se lea de la siguiente manera:

Numeral 16.2.7.6 Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes). En aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta deberá proveerse por cualquiera de las siguientes alternativas:

- a) A través de la asignación de uno o varios generadores sustitutos. En este caso el o los generadores sustitutos que brinde físicamente el servicio de regulación primaria de frecuencia, deberá mantener un margen de reserva de potencia activa suficiente, de*

manera que ante variaciones de frecuencia, el cambio total en su potencia activa de salida, sea igual al cambio de potencia propio, más el cambio de potencia correspondiente a la unidad generadora a la cual sustituye en el servicio de regulación primaria de frecuencia. En este caso y de considerarse necesario por parte del OS/OM correspondiente, el propietario del generador sustituto ajustará el estatismo del sistema de control de potencia/frecuencia.

- b) *Por medio de un sistema de almacenamiento energético que cuente con un margen de potencia activa suficiente que le permita cumplir con la respectiva contribución de regulación primaria de frecuencia, así como con las características de estatismo y banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia o cualquier otra característica técnica que al efecto establezca la regulación regional y nacional para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.*

En caso que la contribución a la regulación primaria de frecuencia de parte de una unidad generadora deba ser provista a través de cualquiera de las alternativas contenidas en el presente numeral, el agente respectivo deberá obtener la aprobación del OS/OM respectivo, quien al momento de aprobación deberá definir el margen de potencia activa suficiente al que se refiere el presente numeral.

4. Modificar el numeral 16.2.7.7 del Libro III del RMER, de forma que éste se lea de la siguiente manera:

***Numeral 16.2.7.7** La banda muerta intencional de todos los sistemas de control de potencia/frecuencia, deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.”*

5. Modificar el numeral 16.2.7.8 del Libro III del RMER, el cual se deberá leer de la siguiente manera:

***Numeral 16.2.7.8** Todos los sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes) deben operar con un estatismo ('Speed Droop' por su nombre en Inglés) comprendido en un rango entre 2% y 7%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.*



6. Modificar la Tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER asociada al Desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia, de manera que ésta se lea de la siguiente manera:

Tabla 2. DESEMPEÑO DE LA REGULACIÓN PRIMARIA

	<i>Requisito</i>
<i>Unidades generadoras</i>	<i>Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes). En aquellos casos en los que una unidad generadora, por su tecnología y/o diseño, no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta la podrá prestar de conformidad con lo establecido en el numeral 16.2.7.6 del presente Libro.</i>
<i>Banda muerta del sistema de control de potencia/frecuencia</i>	<i>La banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia debe ser ± 0.03 Hz.</i>
<i>Estatismo</i>	<i>Los sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o controles equivalentes) deben operar con un estatismo comprendido en un rango entre 2% y 7%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.</i>

ANEXO: INFORME DE REGULACIÓN DEL MER



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

"Transparencia, Excelencia, Imparcialidad, Integridad, Liderazgo"

INFORME DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

**"Propuesta de modificación regulatoria para la prestación del
servicio de Regulación Primaria de Frecuencia".**

EXTRAORDINARIO

AGOSTO 2019

IRMER-E03-2019



Contenido

1. ANTECEDENTES.....	3
2. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN Y PROBLEMAS DETECTADOS DURANTE LA ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MER.....	5
3. DIFERENCIAS SURGIDAS CON LOS OS/OM – AGENTES EN LA APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.....	6
4. JUSTIFICACIÓN, VALORACIÓN DEL IMPACTO Y COSTO/BENEFICIO	6
5. PROPUESTA REGULATORIA.	9
6. CRITERIOS EN LA APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.....	11



1. ANTECEDENTES

1.1. Antecedentes generales

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central modificado por el primero y segundo Protocolo establece que el Mercado Eléctrico Regional (MER), es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional.

Por otra parte la definición de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del RMER, indica que 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, se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuya a la regulación regional de la frecuencia.

El Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), contienen la normativa específica vigente para el tratamiento de la regulación primaria de frecuencia en el SER.

1.2. Antecedentes específicos

1. Los antecedentes técnicos, conforme el Informe GT-39-2019, "Análisis sobre la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia por nuevas tecnologías de generación en el SER", elaborado por la CRIE, son:
 - a) El 31 de agosto de 2017, la entidad Gas Natural Atlántico S. de R.L. (GANA) presentó ante la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), solicitud de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) para el proyecto de generación térmica del tipo ciclo combinado a base de Gas Natural Licuado (GNL) que estaría compuesto por tres (3) turbinas de gas (TG1, TG2 y TG3) y una (1) turbina de vapor (TV1).



- b) El 28 de mayo de 2018, mediante la resolución CRIE-64-2018, la CRIE aprobó la solicitud de conexión presentada por GANA para conectar a la RTR de Panamá el proyecto termoeléctrico Costa Norte, previo aval y recomendación de parte del OS/OM CND ETESA, del Agente transmisor –ETESA- y del EOR.
- c) El 05 de febrero de 2019, GANA presentó ante la CRIE la nota AES-DC-039-19 por medio del cual, solicitó:
- i. Solucionar el impase actual entre GANA y el CND, sobre el estado de Cumplimiento de la Normativa de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) Regional necesaria para la aprobación del Informe Técnico de Detalle de la Conexión de la Central Termoeléctrica Costa Norte por parte del EOR.
 - ii. Obtener el Certificado de Operación Comercial por parte del CND.
 - iii. Otorgar una dispensa al cumplimiento de lo indicado en la normativa, mientras la misma es revisada apropiadamente.
2. La CRIE mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-83-03-05-20 19, del 6 de mayo de 2019, informó al EOR, del Acuerdo adoptado por la Junta de Comisionados:
- "...
- A) **INSTRUIR** al Ente Operador Regional para que a más tardar el 30 de agosto de 2019 presente a esta Comisión una propuesta regulatoria en coordinación con los OS/OMs, para el tratamiento que sea necesario realizar concerniente a las normas de diseño de instalaciones de la RTR y la operación del SER, de equipos relacionados con aquellas tecnologías de generación que por su naturaleza no pueden contribuir con la regulación primaria de frecuencia, cuya finalidad sea la de preservar la calidad, seguridad y confiabilidad del SER..."
3. El EOR, como parte de las actividades para dar cumplimiento a lo instruido por la CRIE en su nota CRIE-SE-GT-GJ-83-03-05-2019, preparó el documento denominado "Análisis de las normativas establecidas en América Central para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia", (Anexo 1), en el cual se comparan y analizan los requerimientos establecidos en el RMER y en las normativas nacionales de la región, enfocado principalmente en los aspectos de la obligatoriedad de las unidades generadoras para contribuir a la regulación primaria de frecuencia, alternativas para prestar el servicio, exenciones de la obligatoriedad por limitaciones tecnológicas y requerimiento del estatismo del control potencia/frecuencia.



4. El EOR, mediante nota EOR-GPO-01-07-2019-166, remitió a los OS/OM el documento *"Análisis de las normativas establecidas en América Central para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia"* y solicitó observaciones y comentarios al mismo. Habiéndose recibido la respuesta correspondiente de parte de los OS/OM.
5. El EOR, el 9 de julio de 2019, realizó reunión por medio de videoconferencia con los OS/OM, representados en los Comité Técnico de Operación (CTO) y el Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), en la cual, revisaron el contenido del documento *"Análisis de las normativas establecidas en América Central para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia"*. Como resultado de esta reunión el EOR en coordinación con los OS/OM, elaboraron, la propuesta preliminar de modificación regulatoria para los numerales 4.12.4, 16.2.7.6, 16.2.7.8 del Libro III del RMER, y para la Tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER. (Anexo 2)
6. Adicionalmente, el EOR en el año 2015, mediante nota EOR-06-10-2015-860, de fecha 7 de octubre de 2015, remitió a la CRIE el Informe de Regulación del MER IRMER-O-01-2015, el cual contiene la propuesta regulatoria *"INCLUSIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE CRITERIOS PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DE LOS GENERADORES"* que entre los aspectos abordados se incluyó una modificación al RMER para considerar un rango para el valor de estatismo de los generadores del SER, con base en el estudio "Estudio técnico – económico de los Servicios Auxiliares", elaborado por el consultor Estudios Eléctricos de Argentina en el año 2014. (Anexo 3)

2. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN Y PROBLEMAS DETECTADOS DURANTE LA ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MER

Lo establecido en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER, requiere que todas las unidades generadoras contribuyan con la regulación primaria de frecuencia, por medio de reguladores de velocidad, lo cual es un requerimiento rígido y de alcance tecnológico limitado y excluyente. El Sistema Eléctrico Regional, tiene una matriz de generación tecnológicamente diversificada. Algunos generadores del sistema, por su tecnología, no pueden incrementar su potencia de salida, a orden de un controlador, debido a que no se controla la disponibilidad del recurso energético primario.



Asimismo, lo establecido en el numeral 16.2.7.6 es limitativo para que el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) sea prestado a través de otras unidades generadoras o por tecnologías de almacenamiento de energía.

También, lo establecido en el numeral 16.2.7.8 del Libro III del RMER, el cual, fija un valor de estatismo del 3%, limita la posibilidad de reasignación de reservas entre unidades generadoras.

Por otra parte, se identifica una incongruencia en lo establecido en el inciso a) del numeral 4.12.4 del Libro III del RMER, con lo establecido en los incisos b) y c) del mismo numeral. Ya que el inciso a) establece la obligatoriedad de que las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la RPF, mientras que los incisos b) y c) flexibilizan la forma en que estas centrales pueden prestar el servicio de RPF; identificándose que no es necesario exigir que estos generadores deban contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la RPF.

3. DIFERENCIAS SURGIDAS CON LOS OS/OM – AGENTES EN LA APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.

Los OS/OM plantean que actualmente en sus áreas de control, se encuentran conectadas y en operación unidades generadoras que por diseño o por tecnología no cuentan con regulador de velocidad, o no tienen capacidad de configurar o ajustar el valor de estatismo permanente que se establece en el RMER.

En consecuencia, de lo anterior, existen generadores en el SER, que no prestan físicamente el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

4. JUSTIFICACIÓN, VALORACIÓN DEL IMPACTO Y COSTO/BENEFICIO

4.1. Justificación de la Propuesta Regulatoria:

La implementación de la propuesta regulatoria permitirá que:



-
- a) Cualquier unidad de generación, independientemente de su naturaleza tecnológica podrá contribuir con la regulación primaria de frecuencia, a través de otra u otras unidades generadoras o a través de sistemas de almacenamiento energético conforme a los cambios tecnológicos para la prestación del Servicio de Regulación primaria de Frecuencia.
 - b) Los iniciadores de proyectos con unidades generadoras que por su naturaleza tecnológica están limitados a establecer un control de potencia/frecuencia, puedan contribuir a la regulación primaria de frecuencia, pudiendo superar de esta forma, las dificultades en el trámite de acceso a la RTR, particularmente con los requerimientos para la puesta en servicio.
 - c) Establecer congruencia en la Regulación Regional en el tratamiento para el Servicio de RPF. Para esto se propone eliminar el requerimiento contenido en el literal a) del numeral 4.12.4, del Libro III, del RMER, que establece que, las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, ya que no es congruente establecer la obligatoriedad de este equipamiento, si el RMER permite que el servicio de regulación primaria de frecuencia sea provisto a través de otros generadores o por medio de almacenamiento energético.
 - d) Superar un requerimiento técnico restrictivo establecido en la Regulación Regional vigente, relacionado al establecimiento de un valor de estatismo fijo del 3%, lo cual limita la posibilidad de reasignación de reserva de RPF entre generadores. Así mismo el EOR, retoma los argumentos que fueron presentados en 2015 a la CRIE, en el IRMER-O-01-2015, (Anexo 3) en el cual se indicó lo siguiente:

“Los OS/OM plantean que actualmente en sus áreas de control, se encuentran conectadas y en operación unidades generadoras que por diseño o por tecnología no cuentan con regulador de velocidad, o no tienen capacidad de configurar o ajustar el valor de estatismo permanente que se establece en el RMER”.

“Normalmente en los sistemas interconectados, se observa en general la especificación de una banda de valores permitidos para el estatismo, debido básicamente a la imposibilidad de fijar un único valor con reguladores de velocidad “mecánicos” (tipo



regulador de Watt) con realimentación de posición de válvulas (o distribuidores/inyectores en unidades hidroeléctricas). En estos casos, la característica no lineal de los actuadores provoca una respuesta con estatismos diferentes para cada punto de operación del regulador”.

También, en el análisis de las normativas de países del SER y fuera de región se identificó, que se establecen requerimientos de la característica de estatismo comprendido en el rango entre el 2% al 10%.

Así mismo la recomendación de una banda para la característica de estatismo de la RPF también se sustenta en el IRMER-O-01-2015, el cual contiene la propuesta regulatoria “INCLUSIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE CRITERIOS PARA LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA DE LOS GENERADORES”

4.2. Valoración del impacto de la Propuesta Regulatoria

Al incorporarse la propuesta a la Regulación regional, se identifican los siguientes impactos en el SER:

La modificación regulatoria es pertinente, ya que, las unidades generadoras independientemente de las características de su tecnología, podrán contribuir a la regulación primaria de frecuencia.

Permitirá a los generadores y OS/OM, tomar decisiones para optimizar el costo del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

Actualiza la Regulación Regional conforme a los cambios tecnológicos y mejores prácticas de los mercados de electricidad para la prestación del Servicio de Regulación Primaria de frecuencia.



4.3. Costo/beneficio de la Propuesta Regulatoria

1. Costo:

El EOR no identifica incurrir en costos monetarios al aplicarse en la operación técnica las modificaciones a la regulación regional.

Para los OS/OM y agentes del MER, no se identifican fuentes de costos en adecuaciones administrativas o informáticas.

2. Beneficio:

Se identifica que los agentes generadores y OS/OM, podrán reducir el costo de operación del Sistema de su Área de Control, optimizando el costo del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

5. PROPUESTA REGULATORIA.

Recomendación y Solicitud de aprobación de la Propuesta Regulatoria:

El EOR, de conformidad con lo establecido en el artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, acerca de su función de proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y en cumplimiento al requerimiento instruido por la CRIE en correspondencia CRIE-SE-GT-GJ-83-03-05-2019 del 3 de mayo de 2019, y por instrucción de la Junta Directiva del EOR, remite la presente propuesta de modificación regulatoria para la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia en los siguientes términos:

5.1. Modificar el literal a) numeral 4.12.4, del Libro III del RMER de la siguiente forma:

4.12.4. Regulación primaria de frecuencia

- a) **De conformidad con lo establecido en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER**, las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con lo establecido en los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER.



5.2. Modificar el numeral 16.2.7.6, del Libro III del RMER de la siguiente forma:

16.2.7.6 Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de **sistemas de control potencia/frecuencia (regulador de velocidad o un control equivalente)**. El Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de una unidad generadora podrá proveerse alternativamente de las formas siguientes:

- a) **A través de la asignación de la reserva primaria, a uno o varios generadores sustitutos. En este caso, un generador sustituto que brinda físicamente el Servicio de RPF, deberá mantener un margen de reserva de capacidad en MW suficiente, y de ser necesario deberá ajustarse el estatismo de su control de potencia/frecuencia, de tal manera que, ante variaciones de frecuencia, el cambio total en su potencia activa de salida, sea igual al cambio de potencia propio, más el cambio de potencia que le correspondería a la unidad generadora sustituida en el Servicio de RPF.**
- b) **Por medio de un sistema de almacenamiento energético de capacidad suficiente, que le permita cumplir con la contribución de reserva primaria que le corresponde, y con las características de estatismo y banda muerta intencional del sistema de control potencia/frecuencia, u otra característica que defina la normativa regional y nacional para el Servicio de RPF.**

En caso de que la contribución a la RPF de una unidad generadora requiera ser provista a través de las alternativas indicadas en este numeral, el agente respectivo, deberá obtener la aprobación del OS/OM.

5.3. Modificar el numeral 16.2.7.7, del Libro III del RMER de la siguiente forma:

16.2.7.7 **La banda muerta intencional de todos los sistemas de control potencia/frecuencia, deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.**

5.4. Modificar el numeral 16.2.7.8, del Libro III del RMER de la siguiente forma:

16.2.7.8 **Todos los sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o un control equivalente) deben operar con un estatismo ("Speed Droop" por su**



nombre en inglés) comprendido en el rango entre el 2% al 7%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.

5.5. Modificar el contenido de la Tabla 2 “Desempeño de la Regulación Primaria”, del Anexo H “Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para la Operación del Sistema Eléctrico Regional”, del Libro III del RMER, de la siguiente manera:

Requisitos	
Unidades generadoras	Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) por medio de sistemas de control potencia/frecuencia (regulador de velocidad o un control equivalente). El Servicio de RPF de una unidad generadora podrá proveerse alternativamente, a través de la asignación de la reserva primaria, a uno o varios generadores sustitutos, o por medio de un sistema de almacenamiento energético.
Banda muerta del sistema de control potencia/frecuencia	La banda muerta intencional del sistema de control potencia/frecuencia debe ser ± 0.03 Hz.
Estatismo	Los sistemas de control de potencia/frecuencia (regulador de velocidad o un control equivalente) deben operar con un estatismo en el rango del 2% al 7%, libres, sin los limitadores aplicados.

6. CRITERIOS EN LA APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.

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

“

Artículo 28. Los principales objetivos y funciones del EOR son: a. Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional. b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad (...)”



Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

"

Libro I, Glosario, Definiciones:

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia

Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia

Libro I

Numeral 3.5.2: "Cada agente del mercado autorizado para realizar transacciones en el MER deberá asegurar que los equipos e instalaciones que utilice cumplan los requisitos técnicos aplicables establecidos en la Regulación Regional, garantizando que en todo momento los equipos e instalaciones conectados a la RTR:

(...)

b) Cumplen las normas de diseño para instalaciones conectadas a la RTR definidas en el Libro III del RMER".

Libro III

"

Numeral 4.5.4.1: "La puesta en servicio de una conexión será autorizada por el EOR, en consulta con el OS/OM y el Agente Transmisor, cuando el solicitante haya cumplido con lo siguiente:

- a) Haya obtenido de la autoridad nacional competente la autorización, permiso, o concesión necesaria de su proyecto, así como la aprobación de la conexión a la RTR por parte de la CRIE;*
- b) La aprobación del diseño técnico de detalle de la conexión, para lo cual el solicitante deberá definir las características del equipamiento a instalar. Este diseño técnico será evaluado por:*
 - i. El Agente Transmisor y el OS/OM correspondiente;*
 - 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."*



Numeral 5.6.3.1: "La verificación por ensayo del comportamiento de las unidades generadoras y equipos de transmisión podrá ser requerida en los siguientes casos:

- a) A solicitud del OS/OM, ya sea en forma directa o a solicitud del EOR, en cualquier momento y sujeto a no afectar el funcionamiento del SER, para confirmar los valores de las características y parámetros operativos declarados por el Agente que posee equipos de generación o por el Agente Transmisor;*
- b) A solicitud del OS/OM, ya sea en forma directa o a solicitud del EOR, en base al monitoreo de su comportamiento en la operación, de existir sospechas razonables de que un equipo no pudiera cumplir con las características operativas declaradas por un Agente que posee equipos de generación que lo habilitan a prestar servicios auxiliares, incluyendo entre éstas, su capacidad para arrancar en forma autónoma (arranque en negro), y cumplir con las funciones de regulación de frecuencia y voltaje; y (el subrayado es propio)*
- c) A solicitud del Agente que posee equipos de generación o del Agente Transmisor, una vez corregido el problema que hubiera obligado a una modificación temporaria de alguna característica operativa."*

7.2.1.1 El EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo, los requerimientos de potencia activa para regulación primaria de la frecuencia y los requisitos más apropiados para la prestación de la misma, con el fin de que cada área de control mantenga el balance entre su generación y su demanda. Su suministro es de carácter obligatorio por parte de los Agentes que poseen equipos de generación, y los OS/OM serán los responsables de coordinarlo.

7.2.1.2 Cada OS/OM deberá mantener como mínimo la reserva de potencia activa que establezcan los estudios de Seguridad Operativa Regionales en relación a la regulación primaria de frecuencia. Será un compromiso de todos los OS/OM velar porque los Agentes que poseen equipos de generación de sus respectivos sistemas mantengan sus reguladores de velocidad libres, en modo regulación.

7.2.1.3 Los OS/OM deberán tener en cuenta el cumplimiento de los requisitos de reserva de potencia activa definidos arriba, al momento de realizar el predespacho nacional y al informar las ofertas de retiro e inyección al MER.

7.2.1.4 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

Numeral 7.2.1.5: "Ante un incumplimiento por parte de un Agente en la prestación del servicio de regulación primaria de la frecuencia, el OS/OM lo informará al EOR y a la CRIE."



7.2.6.2 Cada OS/OM verificará que todos los Agentes que poseen equipos de generación proveedores de reserva rodante de regulación primaria de frecuencia provean tal regulación de acuerdo con el criterio establecido de desempeño, incluyendo el alcanzar la potencia activa requerida dentro y durante los límites especificados de tiempo. El OS/OM mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo e informará al EOR mensualmente sobre el desempeño de este servicio.

7.2.6.3 Para toda variación pronunciada de frecuencia mayor o igual a 0.2 Hz, el OS/OM medirá y registrará los valores de potencia activa generada para todas las unidades generadoras. Los valores de potencia activa, registrados cada cuatro (4) segundos, se recuperarán de los registros durante un (1) minuto antes y un (1) minuto después del comienzo del evento que dio lugar a la variación de frecuencia. El cumplimiento estará dado por la comparación entre la respuesta real y la esperada. En caso que el OS/OM detecte que una unidad generadora incumplió con su aporte comprometido a la regulación primaria de frecuencia lo informará al EOR y a la CRIE.

7.2.6.4 Cuando le sea solicitado, el OS/OM deberá informar al EOR sobre los parámetros de estatismo y bandas muertas para la regulación primaria de frecuencia de cada una de las unidades generadoras de su sistema.

Numeral 16.1.1: "El EOR, en coordinación con los OS/OM, deberá presentar a la CRIE una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR dentro del plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigencia de este Reglamento."

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 lo dispuesto en el Numeral 16.1.1, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas de diseño:

- a) Deberán permitir que la operación de la RTR se realice de acuerdo a las Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidas en el Numeral 16.2; (...);
- 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 determinados 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;*
(...)
- v. *Las unidades generadoras que determine el OS/OM deberán permanecer sincronizadas al SER cuando ocurran perturbaciones en la frecuencia y la tensión;*
(...)
- 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 16.2.7.5: "Criterio de Desempeño de la Regulación Primaria: son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia."

Numeral 16.2.7.6: "Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad."

Numeral 16.2.7.7: "La banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ± 0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal."

Numeral 16.2.7.8: "Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo ("Speed Droop" por su nombre en inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados."

Numeral 16.2.7.9: "Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima."

La Resolución CRIE-95-2018, introdujo los siguientes apartados al capítulo 4 del Libro III del RMER en relación a la prestación del servicio de RPF por parte de los generadores eólicos y fotovoltaicos "



4.12.4. Regulación primaria de frecuencia

- a) *Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con lo establecido en los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER.*
- b) *Las centrales de generación eólica y fotovoltaica podrán contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético de tamaño adecuado que le permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponde.*
- c) *En cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólica y fotovoltaica, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER.”*