COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
5ª Av. 5-55 ZONA 14, EDIFICIO EURO PLAZA, PH, OFICINA 1903, Torre I, GUATEMALA C.A. 01014
TELÉFONO: (502) 24951777 crie@crie.org.gt www.crie.org.gt

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

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-44-2020, emitida el dieciocho de mayo de dos mil veinte, donde literalmente dice:

"RESOLUCIÓN CRIE-44-2020
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO

I

Que el 19 de noviembre de 2019, la Gerencia Técnica y la Gerencia Jurídica de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitieron el informe No. GT-109-2019/GJ-173-2019, denominado: *"Informe de Diagnóstico – Propuesta de modificación regulatoria para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia"*, informe mediante el cual se propuso una modificación regulatoria 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 Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

II

Que en reunión a distancia número 146 de Junta de Comisionados, realizada los días 28 y 29 de noviembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE ordenó publicar en el sitio web de la CRIE, el informe denominado: *"Informe de Diagnóstico- Propuesta de modificación regulatoria para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia."*

III

Que el 28 de noviembre de 2019, la CRIE emitió la resolución CRIE-87-2019, mediante la cual la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 07-2019, a fin de obtener observaciones y comentarios a la propuesta de *"modificación de 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*", lo anterior justificado en la necesidad de ajustar la regulación regional de manera que ésta responda a las necesidades operativas del Sistema Eléctrico Regional (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.

IV

Que el 13 de diciembre de 2019, la CRIE emitió la resolución CRIE-92-2019, mediante la cual la Junta de Comisionados de la CRIE, resolvió modificar la resolución CRIE-87-2019, de manera que el período para la recepción de comentarios y observaciones relacionadas a la propuesta de mejora regulatoria, fuese desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 20 de enero de 2020, hasta las 16:30 del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 3 de febrero de 2020.

V

Que dentro del procedimiento de Consulta Pública 07-2019, el cual se extendió de las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 20 de enero de 2020, hasta las 16:30 del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 3 de febrero de 2020, se presentaron observaciones por parte de veintitrés (23) participantes, de los cuales 19 presentaron en tiempo sus observaciones y 4 de forma extemporánea. En tiempo se recibieron observaciones por parte de los siguientes participantes: 1. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), 2. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 3. Industria Energética Asociada (IEA), 4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), 5. Gas Natural Atlántico, S. de R.L., 6. Defensoría del Consumidor (Gobierno de El Salvador), 7. Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE), 8. Centro Nacional de Despacho –ETESA (CND-ETESA), 9. Administrador del Mercado Mayorista (AMM), 10. Douglas Díaz, 11. Centro Nacional de Control de Energía (CENCE-ICE), 12. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE), 13. Renace, Sociedad Anónima, 14. Enel Green Power Guatemala, Sociedad Anónima, 15. Unidad de Transacciones (UT), 16. UEP PENONOMÉ II, S.A., 17. Alternativa de Energía Renovable, S.A., 18. Genepal, S.A., 19. Héctor Marroquín. De forma extemporánea, remitieron sus observaciones los siguientes participantes: 20. Instituto Nicaragüense de Energía (INE), 21. Hidro Xacbal, S.A., 22. Consorcio Eólico Amayo, S.A., 23. Consorcio Eólico Amayo (Fase II), S.A.

VI

Que el 10 de febrero de 2020, de conformidad con lo establecido en los numerales 1.8.2.1.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), 1.11.2 del Libro IV del RMER y el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-87-2019, la CRIE previno a 14 participantes el cumplimiento de requisitos formales para poder participar en el presente procedimiento, los cuales fueron subsanados en su totalidad.

VII

Que las Gerencias Técnica y Jurídica de la CRIE, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del referido procedimiento de consulta pública, mediante informe identificado como GT-14-2020/ GJ-42-2020 del 04 de marzo de 2020, consideraron adecuado acoger parte de ellas y en consecuencia introducir ajustes a la propuesta sometida al proceso de consulta pública.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), dentro de los fines de éste están los siguientes: *" 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 eléctrica en la región (...)"*

II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 y 22 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional y son parte de sus objetivos generales: "(…) // *a) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)*".

III

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE, las siguientes facultades: "*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.*"

IV

Que de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 1.8.4 del Libro I del RMER, la CRIE es el ente competente para modificar el RMER; tomando en cuenta para tal efecto, los fines y objetivos del Mercado Eléctrico Regional regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos.

V

Que mediante resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el "*Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE*", como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria, de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el MER.

VI

Que el EOR propuso, una mejora regulatoria que fue analizada por la Gerencia Técnica y Jurídica de la CRIE, análisis contenido en el informe No. GT-109-2019/GJ-173-2019, denominado: *"Informe de Diagnóstico – Propuesta de modificación regulatoria para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia"*, en el cual se identificó la necesidad de modificar 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, en el sentido de establecer normas adecuadas de diseño de instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) y para la operación del SER, relacionadas con aquellas tecnologías de generación que por su tecnología o diseño no pueden contribuir directamente con la regulación primaria de frecuencia, de manera que se preserve la calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SER.

VII

Que esta Comisión sometió al procedimiento 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, dentro del cual se recibieron observaciones y comentarios de 23 participantes, según lo indicado en el resultando V de la presente resolución. En este sentido, luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios producto de la referida consulta pública, fue ajustada la propuesta

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

normativa de modificaciones al RMER, debiendo tenerse como respuesta a sus observaciones lo indicado en el informe **GT-14-2020/GJ-42-2020** del 04 de marzo del 2020, el cual forma parte de la presente resolución.

VIII

Que en Reunión a distancia número RAD-158, llevada a cabo el 18 de mayo de 2020, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del proceso de consulta pública 07-2019, se acordó: declarar extemporáneas las observaciones presentada por: Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Hidro Xacbal, S.A., Consorcio Eólico Amayo, S.A., Consorcio Eólico Amayo (Fase II), S.A. y modificar el RMER conforme al anexo de la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE,

RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR extemporáneas las observaciones presentadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Hidro Xacbal, S.A., Consorcio Eólico Amayo, S.A. y Consorcio Eólico Amayo (Fase II), S.A.

SEGUNDO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo de la presente resolución.

TERCERO. VIGENCIA. La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en la página web de la CRIE.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE."

Quedando contenida la presente certificación en cincuenta y cinco (55) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firmo, en República de Guatemala, el día miércoles diecisiete (17) de junio de dos mil veinte.

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANEXO DE LA RESOLUCIÓN 44-2020

Modificación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional resultado de la Consulta Pública 07-2019.

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 literal j) numeral romano ii) del Libro III, el cual deberá leerse de la siguiente manera:

   ii. *Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación, regulador de voltaje o controles equivalentes) 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:*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

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 respectivo porcentaje de 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, se podrá ajustar en el generador sustituto 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, cumpliendo con lo que al efecto establezca la normativa nacional y regional, 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. Las condiciones específicas técnicas y comerciales para la implementación de cualquier alternativa contenida en el presente numeral, se regirá con lo que al efecto establezca la regulación nacional de cada país. Para el caso particular de la generación eólica y fotovoltaica se deberá entender por unidad generadora a la central generadora.

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

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

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, el cual será definido por el OS/OM respectivo en coordinación con el EOR.*

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

	Requisito
Unidades generadoras	*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.*
Banda muerta del sistema de control de potencia/frecuencia	*La banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia debe ser ±0.03 Hz.*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

	Requisito
Estatismo	*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.*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

www.crie.org.gt

Informe sobre Proceso de Consulta Pública 07-2019: "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"

Informe No. GT-14-2020 // GJ-42-2020

Giovanni Hernández	
Ana Beatríz Sánchez	
Dennis Posadas	
Ingrid Campos	
José Roberto Linares	
Juan Manuel Quesada	

Ciudad de Guatemala
04 de marzo de 2020

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

INFORME SOBRE PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA 07-2019: "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"

Índice de Contenido

1. RESUMEN EJECUTIVO 3
2. ANTECEDENTES 3
3. ANÁLISIS 5
4. CONCLUSIONES 41
5. RECOMENDACIÓN 44
6. ANEXO 44

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

I. Resumen Ejecutivo

Mediante la resolución CRIE-87-2019, publicada el 9 de diciembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 07-2019, a fin de obtener observaciones y comentarios a la propuesta de ***"modificación de 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***", que consiste en modificar el RMER, de manera que éste 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, en lo que respecta al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.

Mediante resolución CRIE-92-2019, publicada el 20 de diciembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE resolvió modificar la resolución CRIE-87-2019, en el sentido de *"(...)* ***ESTABLECER*** *que el período durante el cual se estarán recibiendo comentarios y observaciones respecto a las propuestas de mejora regulatoria contenidas en las referidas resoluciones, será desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 20 de enero de 2020, hasta las 16:30 del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 3 de febrero de 2020 (...)"*

Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se llevó a cabo del 20 de enero al 03 de febrero de 2020, se presentaron observaciones por parte de diecinueve (19) participantes que remitieron sus observaciones en tiempo y forma de conformidad a lo establecido en la resolución CRIE-87-2019 y cuatro (4) participantes que remitieron observaciones de forma extemporánea.

Luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del procedimiento de consulta pública, se considera pertinente acoger algunas observaciones que llevan a ajustar la propuesta de normativa original, tal como se presenta en el texto final de esta propuesta.

Finalmente, con base en lo anterior se recomienda, aprobar la propuesta de modificación de 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.

II. Antecedentes

1. El 19 de noviembre de 2019, se elaboró el informe denominado: "*Informe de Diagnóstico – Propuesta de modificación regulatoria para la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia*", publicado en el sitio web de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

2. El 28 de noviembre de 2019, la CRIE emitió la resolución CRIE-87-2019, mediante la cual la Junta de Comisionados dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 07-2019, a fin de obtener observaciones y comentarios a la propuesta de *"modificación de 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*", lo anterior justificado en la necesidad de ajustar la regulación regional de manera que ésta responda a las necesidades operativas del Sistema Eléctrico Regional

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

(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.

3. El 13 de diciembre de 2019, la CRIE emitió la resolución CRIE-92-2019, mediante la cual la Junta de Comisionados de la CRIE, resolvió modificar la resolución CRIE-87-2019, de manera que el período para la recepción de comentarios y observaciones relacionadas a la propuesta de mejora regulatoria, fuese desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 20 de enero de 2020, hasta las 16:30 del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 3 de febrero de 2020.

4. Dentro del procedimiento de consulta pública, la cual se llevó a cabo del 20 de enero al 03 de febrero de 2020, se presentaron observaciones por parte de las siguientes personas y entidades:

No.	ENTIDAD	FECHA
1	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	21/01/2020
2	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	29/01/2020
3	Industria Energética Asociada (IEA)	03/02/2020
4	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	03/02/2020
5	Gas Natural Atlántico, S. de R.L.	03/02/2020
6	Defensoría del Consumidor (Gobierno de El Salvador)	03/02/2020
7	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE)	03/02/2020
8	Centro Nacional de Despacho –ETESA (CND-ETESA)	03/02/2020
9	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	03/02/2020
10	Douglas Díaz	03/02/2020
11	Centro Nacional de Control de Energía (CENCE-ICE)	03/02/2020
12	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE)	03/02/2020
13	Renace, Sociedad Anónima	03/02/2020
14	Enel Green Power Guatemala, Sociedad Anónima	03/02/2020
15	Unidad de Transacciones (UT)	03/02/2020
16	UEP PENONOMÉ II, S.A.	03/02/2020
17	Alternativa de Energía Renovable, S.A.	03/02/2020
18	Genepal, S.A.	03/02/2020
19	Héctor Marroquín	03/02/2020

Adicional a los participantes previamente citados, cuatro entidades presentaron observaciones de forma extemporánea:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

No.	ENTIDAD	FECHA	HORA
1	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	03/02/2020	16:39
2	Hidro Xacbal, S.A.	03/02/2020	16:43
3	Consorcio Eólico Amayo, S.A.	05/02/2020	14:40
4	Consorcio Eólico Amayo (Fase II), S.A.	05/02/2020	14:40

5. Que el 10 de febrero de 2020, de conformidad con lo establecido en los numerales 1.8.2.1.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), 1.11.2 del Libro IV del RMER y el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-87-2019, la CRIE previno a 14 participantes el cumplimiento de requisitos formales para poder participar en el presente procedimiento, los cuales fueron subsanados en su totalidad.

III. Análisis

A continuación se trascribe cada una de las observaciones recibidas en la consulta pública y su respectivo análisis.

1. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE)

OBSERVACIÓN:

"La redacción propuesta debería especificar que la redacción que se reforma es el inciso a) del artículo 4.12.4. De lo contrario podría interpretarse que se está reformando en su totalidad el artículo."

ANÁLISIS CRIE: Se aclara que mediante la propuesta regulatoria se pretende reformar la totalidad del artículo 4.12.4 del Libro III del RMER, lo anterior considerando que lo establecido en los incisos b) y c) del referido numeral, estaría contenido en los numerales 16.2.7.6 y 16.2.7.8 de la presente propuesta, por lo que no se considera atendible lo sugerido por el participante.

OBSERVACIÓN:

"Numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) // Hacer la explicación más general, para así abarcar los sistemas usados para control de voltaje y frecuencia de máquinas rotativas y las que emplean electrónica de potencia."

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANÁLISIS CRIE: Se considera atendible lo planteado por el participante, en tal sentido el contenido del numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) del Libro III, se ajustará en los siguientes términos:

> Numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii):
> "Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación, regulador de voltaje o *controles equivalentes*) 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.)".

OBSERVACIÓN:

> ***"Numeral 16.2.7.6 // No se especifica en qué etapa del proceso de conexión el agente debe solicitar al OS/OM que defina el margen de potencia activa suficiente. Se recomienda vincularlo a la etapa contenida en el Numeral 4.12.7 inciso b) numeral romano vi)"***

ANÁLISIS CRIE: Si bien es cierto la regulación primaria de frecuencia representa un requisito que deben cumplir todas las unidades al momento de su acceso al SER, no hay que perder de vista que las alternativas a las que se refiere el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER propuesto, atañen a unidades de generación existentes o futuras de cualquier tecnología o diseño, que se conecten al Sistema Eléctrico Regional, por lo que no se considera adecuado vincularlo al numeral 4.12.7 del Libro III del RMER, toda vez que este último se refiere a los estudios eléctricos que deben desarrollarse específicamente en el marco del proceso de solicitud de conexión de centrales de generación eólica y fotovoltaica; en virtud de lo anterior no se considera conveniente aceptar la recomendación.

Adicionalmente, el numeral 7.1.2 del Libro III del RMER establece que en consonancia con los criterios de calidad, seguridad y desempeño y como resultado de los estudios de seguridad operativa que al efecto desarrolle el OS/OM respectivo en coordinación con el EOR, se establecerán los requerimientos de los servicios auxiliares bajo condiciones de operación del SER en estado estable y ante emergencias, los requisitos técnicos a cumplir para aportar estos servicios y la forma como se verificará el cumplimiento de los mismos, tiempo en el cual el agente, de así requerirlo, podrá adherirse a las alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 propuesto.

OBSERVACIÓN:

> ***"Tabla 2 del Anexo H del Libro III // Hacer la explicación más general, para así abarcar los sistemas usados para control de voltaje y frecuencia de máquinas rotativas y las que emplean electrónica de potencia."***

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANÁLISIS CRIE: Respecto al comentario presentado por el participante, se aclara que como parte de la propuesta objeto de la presente consulta pública particularmente en lo que se refiere a los sistemas de control de potencia/frecuencia, detallados en la Tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER, adicional a los reguladores de velocidad, se incluyó el término *"controles equivalentes"*, el cual permite incluir, sin estar limitado a, las alternativas contenidas en la propuesta de ajuste regulatorio referido a los sistemas de control de potencia/frecuencia, así como equipamiento de electrónica de potencia asociado a unidades de generación no convencionales utilizados para proveer el servicio de regulación primaria así como cualquier otro equipo de control que ayude a que una unidad generadora contribuya al servicio de regulación primaria de frecuencia.

De lo anterior no se considera atendible la propuesta del participante de especificar qué incluye los controles equivalentes, toda vez que elaborar un listado de los posibles sistemas de control potencia/frecuencia podría limitar nuevas tecnologías que ayuden a las unidades de generación a contribuir al servicio de regulación primaria.

2. AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS (ARESEP)

OBSERVACIÓN:

> ***"Se solicita aclarar si a los nuevos generadores que se conecten se definirá un estatismo al cual se debe operar, ya que esto influye en la velocidad de respuesta de la máquina y por ende en el desempeño de la RS, o éstos son lo deciden siempre que esté dentro del rango del 2 al 7%"***

ANÁLISIS CRIE: El numeral 16.2.7.8 propuesto establece que el valor de estatismo que se defina para los nuevos generadores que se conecten al Sistema Eléctrico Regional podría estar comprendido entre el 2% al 7%, lo anterior dependiendo del diseño y la tecnología de la unidades de generación así como los requerimientos que se adviertan derivado de los estudios eléctricos y de seguridad operativa que al efecto desarrollen los Agentes u OS/OMs.

OBSERVACIÓN:

> ***"Se recomienda valorar que la obligatoriedad de cumplir de forma indirecta con la regulación primaria sea para los casos de las unidades generadoras futuras. Esto debido a que las acciones indirectas implicarán costos de operación e inversión no determinados para las unidades de generación conectadas al SER y agentes del MER, EOR o OS/OM, ya que algunas unidades generadoras existentes sean por temas de diseño o tecnología actualmente no tienen la capacidad de proveer el servicio de regulación primaria de frecuencia. Esto en el entendido de que el servicio auxiliar de regulación primaria de frecuencia no es remunerado o compensado"***

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional, en lo referido a la regulación primaria de frecuencia; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

En razón de lo anterior no se considera atendible lo planteado por el participante.

OBSERVACIÓN:

> ***"¿Cuál será el mecanismo para utilizar la alternativa a), un mercado de servicios auxiliares o un contrato privado?"***

ANÁLISIS CRIE: Considerando que a lo interno de cada área de control pudiesen existir diversos mecanismos técnicos-legales para la aplicación de la alternativa a), contenida en el numeral 16.2.7.6 objeto de la presente consulta pública, no se considera adecuado limitar la posibilidad de uso de la referida alternativa a un mercado de servicios auxiliares o a un contrato privado. En tal sentido, la aplicación de las alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, deberá realizarse cumpliendo con lo que al efecto establezca la regulación nacional del área de control donde se ubiquen las unidades de generación, en virtud de lo anterior, se procederá ajustar la propuesta sometida a consulta pública en tal sentido.

De lo anterior se considera parcialmente atendible el comentario vertido por el participante, por lo que el numeral 16.2.7.6 propuesto se ajustará en los siguientes términos:

> "(…) 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, *cumpliendo con lo que al efecto establece la normativa nacional y regional, por lo que* el agente respectivo deberá obtener la aprobación del OS/OM

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

respectivo, quien al momento de aprobación deberá definir el margen de potencia activa suficiente al que se refiere el presente numeral (…)"

OBSERVACIÓN:

"Numeral 16.2.7.6 alternativa a) indica que "…el propietario del generador sustituto ajustará el estatismo del sistema de control de potencia/frecuencia" No todas las unidades pueden ajustar el estatismo libremente, especialmente si es tecnología vieja, por eso es importante definir con qué estatismo se requiere que trabaje de manera tal que si un agente requiere de la opción a) pueda adquirir el servicio auxiliar de acuerdo con los requerimientos del SER"

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la observación presentada por el participante, se aclara que la propuesta de modificación regulatorio no plantea una reducción del estatismo del 3% al 2%, sino que plantea incluir una banda de valores que van desde el 2% hasta el 7% de estatismo, lo cual se considera apropiado, lo anterior considerando lo contenido en las alternativas planteadas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, y el hecho que la contribución a la regulación primaria de frecuencia está directamente relacionada al estatismo de las unidades de generación, de manera que las unidades con menor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, de igual forma las unidades de generación con mayor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia en menor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal.

OBSERVACIÓN:

"Se recomienda establecer el rango entre 2% y 7% a los sistemas de control de potencia/frecuencia futuros y a los existentes que tengan la capacidad técnica de operar en esos rangos. Los que no tienen esa posibilidad deberán operar con un estatismo del 3% tal cual está definido en la normativa actual"

ANÁLISIS CRIE: Se aclara al participante que si un generador que actualmente se encuentra conectado al SER y este cuenta con un estatismo del 3%, el agente generador estaría cumpliendo con lo establecido en la regulación regional, toda vez que un estatismo del 3% está comprendido en el rango propuesto entre 2% y 7%.

OBSERVACIÓN:

"Modificación de Tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER asociada al desempeño de la Regulación Primaria de Frecuencia. Se solicita ajustar de acuerdo a las recomendaciones de redacción de las modificaciones indicadas en los numerales anteriores"

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANÁLISIS CRIE: Se considera atendible la observación, por lo que la normativa se ajustará en los términos expresados en el presente documento.

OBSERVACIÓN:

> ***"Cómo se pretende pasar de reguladores de velocidad a sistemas de control de potencia/frecuencia?, se considera que se debería incluir una definición de lo que se entiende por sistema de control de potencia/frecuencia, aunque parece que se incluye en la modificación a la tabla 2 del anexo H, en razón de que no es claro si se habla del sistema como las opciones que tiene un generador nuevo o existente de contribuir con la regulación primera de frecuencia incluidas en la modificación al numeral 16.2.7.6 del Libro III o es otro concepto"***

ANÁLISIS CRIE: Considerando que en los sistemas eléctricos, bajo condiciones normales de operación, los generadores están girando en sincronismo y juntos generan la potencia que está siendo demandada, y dado que la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades, se tiene que si se aumenta la potencia consumida por la carga, pero la potencia mecánica aportada por las turbinas permanece constante, el incremento de demanda sólo puede obtenerse de la energía cinética almacenada, lo que supone la disminución de la velocidad de giro de los generadores y por ende la caída de la frecuencia eléctrica del sistema, la cual está directamente relacionada con esa velocidad.

En razón de lo anterior y considerando que la demanda es dinámica y cambia continuamente, se requiere de un sistema de control que ajuste automáticamente la potencia generada en cada unidad generadora intentando mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos, esta acción se realiza a través de los reguladores de velocidad de las unidades de generación, en razón de lo anterior no se considera atendible incluir una definición para el término controlador potencia/frecuencia.

De lo anterior se aclara que en ningún momento se pretende ir de reguladores de velocidad a sistemas de control de potencia/frecuencia, toda vez que el control de potencia frecuencia es realizado a través de los referidos reguladores.

3. INDUSTRIA ENERGÉTICA ASOCIADA (IEA)

OBSERVACIÓN:

> ***"Actualmente la banda muerta debe ser una consideración por cada OS/OM de cada país. Establecer una banda muerta de ±0.03 Hz es un rango muy corto que afecta en la operación y vida útil de los generadores. Cualquier cambio en los parámetros debe ser sustentada por medio de estudios técnicos"***

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANÁLISIS CRIE: Siendo el caso que la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia asociada a los reguladores de velocidad de una unidad generadora, consiste en la magnitud total de la variación de la velocidad para el cual no se registran cambios en las posiciones de las válvulas de control o compuertas, y por consecuencia en la potencia generada, lo que implica que el regulador de velocidad será inmune a pequeñas variaciones de frecuencia que se encuentren comprendidas dentro de la banda muerta.

De lo anterior se desprende que previo a analizar la viabilidad de realizar un cambio en el valor de la banda muerta intencional se debe realizar un análisis del impacto técnico que este valor pudiera tener en el desempeño en la operación de los reguladores de velocidad. Adicionalmente se aclara que como parte de la presente consulta pública no se propuso la modificación del valor de la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia, toda vez que, cualquier propuesta de cambio a los parámetros definidos en el RMER, debe realizarse cumpliendo con lo que al efecto establece la regulación regional..

4. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)

OBSERVACIÓN:

"Es necesario que, previo a la implementación de las modificaciones propuestas, se evalúe un periodo que permita a cada país llevar a cabo las modificaciones normativas correspondientes a fin de regular, a nivel nacional, los aspectos necesarios para implementar mecanismos como el que se incluye en la propuesta de numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER, y en general lo que corresponda"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se aclara que no se considera necesario conferir un plazo para la entrada en vigencia de la norma propuesta, en el tanto la posibilidad de utilizar cualquiera de las alternativas que ofrecería la regulación regional en el numeral 16.2.7.6 propuesto, dependerá de lo que al efecto establezca cada una de las normativas nacionales.

5. GAS NATURAL ATLÁNTICO S. DE R.L.

OBSERVACIÓN:

"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."

ANÁLISIS CRIE: Se toma nota de lo manifestado

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN:

"Numeral j, cuando se habla de reguladores de velocidad se refiere a unidades generadoras, sin embargo para controles equivalente debe referirse a plantas generadoras."

ANÁLISIS CRIE: Respecto al comentario se aclara que los *"controles equivalentes"* a los que se refiere la propuesta, representa un término amplio el cual coadyuva a flexibilizar la normativa, tanto así que los controles equivalentes incluyen, sin estar limitado a, las alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 del Libro III propuesto, así como equipamientos de electrónica de potencia asociado a unidades de generación no convencionales utilizados para proveer el servicio de regulación primaria de frecuencia, entre otros, que al igual que los reguladores de velocidad podrían estar asociados a unidades de generación para contribuir al servicio de regulación primaria de frecuencia. De lo anterior no es atendible lo planteado por el participante.

OBSERVACIÓN:

"Debe hablarse de unidad o planta generadora"

ANÁLISIS CRIE: En cuanto al comentario del participante, se indica que para mayor claridad se ajustará el numeral 16.2.7.6 propuesto, el cual se leerá de la siguiente manera:

"(...) En caso que la contribución a la regulación primaria de frecuencia de parte de una unidad (...) *Para el caso particular de la generación eólica y fotovoltaica se deberá entender por unidad generadora a la central generadora."*

OBSERVACIÓN:

"No queda claro cómo será la asignación de los generadores sustitutos que brinde físicamente el servicio, se entendería que se creará un mercado de servicios complementarios para dicho cumplimiento, el cual debe tener una remuneración cónsona por la sustitución de aquellos generadores que presten. Debe haber precaución de costos ínfimos que lleven consigo que todos aquellos generadores que no puedan aportar tomen esta opción, por lo que podría llevar consigo insuficiencia de regulación primaria de frecuencia y/o generación obligada para mantener el aporte en cada área de control.

En el caso de sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, debe definirse el criterio de aporte de Reserva Rodante y tiempo mínimo de entrega de potencia activa de manera sostenida, no debería quedar abierta a criterio del OS/OM el margen de potencia activa en cada solicitud que realice un agente, debe ser un valor preestablecido de modo que

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

el agente tome la decisión de cual de las alternativas debe seleccionar. Dado Desempeño ante Pérdida de Generación, que después de una contingencia cada una de las áreas de control debe hacer uso de su Reserva Contingente (reserva fría y esquemas de disparo de carga) para restablecer el balance carga / generación en un tiempo no superior a 15 minutos, el lapso continuo debe ser por lo menos de 15 minutos, lo anterior también contribuirá a la Reserva Rodante."

ANÁLISIS CRIE: Considerando que a lo interno de cada área de control pudiesen existir diversos mecanismos técnicos-legales para la aplicación de la alternativa a) contenida en el numeral 16.2.7.6 propuesto, no se consideró adecuado limitar la posibilidad de uso de la referida alternativa a un mercado de servicios auxiliares. En tal sentido la aplicación de las alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, deberá realizarse cumpliendo con lo que al efecto establezca la regulación nacional del área de control donde se ubiquen las unidades de generación.

Respecto a los sistemas de almacenamiento de energía, no se considera apropiado circunscribirlos a sistemas basados en baterías, lo anterior considerando la existencia de sistemas de almacenamiento distintos a las baterías, tales como: almacenamiento por aire comprimido, acumulación por bombeo, supercondensadores, etc.

Con relación al modo de prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia, el numeral 7.1.2 del Libro III del RMER establece que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, determinarán los requerimientos de servicios auxiliares. Por lo tanto, en consonancia con tales criterios y como resultado de los estudios de seguridad operativa, desarrollados por el OS/OM respectivo en coordinación con el EOR, se establecerán los requerimientos de los servicios auxiliares bajo las condiciones de operación del SER, los requisitos técnicos a cumplir para aportar los referidos servicios y la forma en cómo se verificará el cumplimiento de los mismos.

OBSERVACIÓN:

Numeral 16.2.7.8 del Libro III del RMER: ***"No hay una justificación a través de estudio técnicos que se requiera bajar el estatismo a 2%, además la mayor parte de los agentes van a requerir un aval técnico del fabricante que les autorice bajar el estatismo por debajo del 3%. Po lo anterío (SIC) el límite inferior debe mantener sen (SIC)3%"***

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la observación presentada por el participante, se aclara que la propuesta de modificación regulatoria no plantea una reducción del estatismo del 3% al 2%, sino que plantea incluir una banda de valores que van desde el 2% hasta el 7% de estatismo, lo cual se considera apropiado, lo anterior considerando lo contenido en las alternativas planteadas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, y el hecho que la contribución a la regulación primaria de frecuencia está directamente relacionada al estatismo de las unidades de generación, de manera que las unidades con menor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, de igual forma las unidades de generación con mayor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia en menor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN:

Tabla 2 del Anexo H del Libro III del RMER: ***"No hay una justificación a través de estudio técnicos que se requiera bajar el estatismo a 2%, además la mayor parte de los agentes van a requerir un aval técnico del fabricante que les autorice bajar el estatismo por debajo del 3%. Po lo anterío (SIC) el límite inferior debe mantener sen (SIC) 3%"***

ANÁLISIS CRIE:
Respecto a la observación presentada por el participante, se aclara que la propuesta de modificación regulatoria no plantea una reducción del estatismo del 3% al 2%, sino que plantea incluir una banda de valores que van desde el 2% hasta el 7% de estatismo, lo cual se considera apropiado, lo anterior considerando lo contenido en las alternativas planteadas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, y el hecho que la contribución a la regulación primaria de frecuencia está directamente relacionada al estatismo de las unidades de generación, de manera que las unidades con menor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, de igual forma las unidades de generación con mayor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia en menor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

6. DEFENSORÍA DEL CONSUMIDOR (GOBIERNO DE EL SALVADOR)

OBSERVACIÓN:

"Sobre el margen de potencia activa suficiente. En el largo plazo, el OS/OM no puede preveer **(sic)** ***qué unidades o sistema de almacenamiento energético proveerá el servicio de regulación primaria de frecuencia en sustitución de la unidad generadora que no presta el servicio, por lo que no es posible emitir una aprobación a los agentes. En nuestro país, el servicio de reserva primaria de frecuencia es proporcionado por las unidades que se encuentran en línea, las cuales poseen cierta volatilidad. "***

ANÁLISIS CRIE: Se aclara al participante que, todos los agentes propietarios de unidades de generación existentes deben proveer los servicios auxiliares detallados en la regulación regional. En tal sentido, el RMER establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER, en ese sentido el numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

En razón de lo anterior y de conformidad a lo establecido en el numeral 7.2.1.1 del Libro III del RMER, el EOR en coordinación con los OS/OMS son los responsables de determinar, a través de

estudios de seguridad operativa, los requerimientos de potencia activa para la regulación primaria de frecuencia así como los requisitos más apropiados para la prestación de los mismos.

En tal sentido, si un OS/OM autoriza a un generador o grupo de generadores para que brinden el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de otro generador que por su tecnología y/o diseño no lo puede hacer directamente, el generador autorizado asume el compromiso de brindar el referido servicio, siempre y cuando el generador que no puede brindar el servicio de RPF se encuentre en línea, según lo establezca la normativa nacional.

7. ASOCIACIÓN HONDUREÑA DE PRODUCTORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA (AHPEE)

OBSERVACIÓN:

> ***16.1.2 inciso c) Los puntos neutros de los transformadores de la RTR deberán estar conectados sólidamente a tierra. .... // Los puntos neutros de las subestaciones de las plantas generadoras típicamente se conectan a tierra por medio de una impedancia, para limitar las corrientes de secuencia cero.***

ANÁLISIS CRIE: Se aclara que el contenido de lo dispuesto en el literal c) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

OBSERVACIÓN:

> ***16.1.2 Inciso g) Las instalaciones conectadas a la RTR deberán disponer de ... Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones deberán ser determinados por los Agentes mediante estudios eléctricos usando los CCSD y ser aprobados por el EOR // La aprobación de la Ingeniería de cada proyecto es un hito de suma importancia y tiene impactos significativos en el cronograma del mismo. La aprobación adicional del sistema de protección por el EOR agregará tiempo adicional, que puede impactar en atrasos en los proyectos"***

ANÁLISIS CRIE: Lo detallado en el literal g) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

OBSERVACIÓN:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

16.1.2 inciso h) El tiempo máximo para el despeje o liberación de fallas,... Los valores que determine cada Agente deberán ser sometidos a la aprobación del EOR, a fin de asegurar que éstos sean compatibles a nivel regional // La aprobación de la Ingeniería de cada proyecto es un hito de suma importancia y tiene impactos significativos en el cronograma del mismo. La aprobación adicional del sistema de protección por el EOR agregará tiempo adicional, que puede impactar en atrasos en los proyectos.

ANÁLISIS CRIE: Lo detallado en el literal h) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

OBSERVACIÓN:

16.1.2 inciso j) numeral romano 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. ...// En varias instalaciones de generadores no existe el esquema de protección de falla de interruptor. Su implementación implica cambios significativos y, prácticamente, se necesitará cambiar los esquemas de protección en todas las plantas generadoras.

ANÁLISIS CRIE: Lo detallado en el literal j) numeral romano i) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

OBSERVACIÓN:

16.1.2 inciso j) numeral romano 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 // En general las instalaciones existentes de plantas generadoras no cuentan con interruptor de maniobras en cada punto de conexión con la RTR."

ANÁLISIS CRIE: Lo detallado en el literal j) numeral romano iii) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

OBSERVACIÓN:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"16.1.2 inciso j) numeral romano v) Las unidades generadoras que determine el OS/OM deberán permanecer sincronizadas al SER cuando ocurran perturbaciones en la frecuencia y la tensión; // La protección de las unidades generadoras ha sido diseñada, aprobada e instalada conforme a sus límites técnicos, y tales límites debe ser respetados para no someter a los equipos a condiciones que puedan dañarlos."

ANÁLISIS CRIE: Lo detallado en el literal j) numeral romano v) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

OBSERVACIÓN:

16.1.2 inciso j) numeral romano 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 // La protección de las unidades generadoras ha sido diseñada, aprobada e instalada conforme a sus límites técnicos, y tales límites debe ser respetados para no someter a los equipos a condiciones que puedan dañarlos.

ANÁLISIS CRIE: Lo detallado en el literal j) numeral romano vi) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER no formó parte de la presente consulta pública, por lo que de conformidad a lo establecido en el artículo 3 de la resolución CRIE-08-2016, referido al Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, no es posible para esta Comisión referirse al comentario detallado por el participante.

8. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE ETESA (CND-ETESA)

OBSERVACIÓN:

"Se debe especificar qué incluye controles equivalentes. (reguladores de velocidad o controles equivalentes)"

ANÁLISIS CRIE: Respecto al comentario del participante, se aclara que los *"controles equivalentes"* a los que se refiere la propuesta, permite incluir, sin estar limitado a, las alternativas contenidas en la propuesta de ajuste regulatorio referido a los sistemas de control de potencia/frecuencia, así como equipamiento de electrónica de potencia asociado a unidades de generación no convencionales utilizados para proveer el servicio de regulación primaria de frecuencia, así como cualquier otro equipo de control que ayude a que una unidad generadora contribuya al servicio de regulación primaria de frecuencia. Derivado de lo anterior, no se considera

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

atendible la propuesta del participante de especificar qué incluye los controles equivalentes, toda vez que elaborar un listado de los posibles sistemas de control potencia/frecuencia podría limitar nuevas tecnologías que ayuden a las unidades de generación a contribuir al servicio de regulación primaria.

OBSERVACIÓN:

"Debe existir un tiempo previo a la aplicación de estas modificaciones, ya que los países tendrán que realizar ajustes a sus normas nacionales"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se aclara que no se considera necesario conferir un plazo para la entrada en vigencia de la norma propuesta, en el tanto la posibilidad de utilizar cualquiera de las alternativas que ofrecería la regulación regional en el numeral 16.2.7.6 del Libro III propuesto, dependerá de lo que al efecto establezca cada una de las normativas nacionales.

OBSERVACIÓN:

"No se considera adecuado que, en base a lo normado nacional e internacionalmente, se quiera incluir un rango para el estatismo. Es necesario un estudio eléctrico que demuestre que este rango es apropiado para la operación integral de cada sistema, es decir, debe validarse cómo sería el aporte de las unidades al ajustarles distintos % de estatismo, ante pequeños, medianos o grandes desvíos de frecuencia. De igual forma el numeral 7.2.1.1 del RMER señala: "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....", por lo tanto, debe existir un estudio que garantice el cumplimiento de los CCSD normados nacionalmente y regionalmente. Toda ésta verificación, es muy dependiente de tener modelos homologados para variar los parámetros del gobernador de las máquinas. Para el caso de los sistemas de almacenamiento de energía se debe considerar en el RMER (ya que se encuentran en fase de modificación) con su inclusión temas de los parámetros eléctricos como los modelos que deben entregar para su simulación adecuada y ver su comportamiento."

ANÁLISIS CRIE: Al respecto no hay que perder de vista que de conformidad a lo establecido en la regulación regional (numerales 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.3 del Libro III del RMER), los estudios de seguridad operativa son desarrollados por el EOR en coordinación con los OS/OMS respectivos, de lo anterior se desprende que los referidos estudios son responsabilidad tanto del EOR como de los diferentes OS/OMS de región.

Por otro lado, el numeral 2.3.1.1 del Libro I del RMER establece que el EOR debe elaborar periódicamente un informe de regulación en donde identifique los problemas detectados durante la administración y operación del MER y proponga soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al RMER. En ese sentido, el numeral 2.3.1.2 del Libro I establece que el informe de regulación del EOR debe incluir, como mínimo, los criterios seguidos en la implementación y

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

aplicación de la Regulación Regional, los inconvenientes encontrados durante la administración y operación del mercado y las diferencias que hayan surgido con los OS/OMS o con los agentes del MER en la aplicación de la Regulación Regional.

Es así que como parte del informe de regulación presentado por el EOR, éste indico las dificultades técnicas y operativas que actualmente presentan los agentes generadores, para cumplir lo referido al estatismo con el que deben operar sus unidades, derivado del diseño o tecnología de éstas; razón que motivó la presente propuesta de modificación al RMER.

Lo anterior sin menoscabo que en diversos sistemas eléctricos de potencia que operan de forma interconectada, a nivel internacional, las normativas especifican, en general, una banda de valores permitidos asociados al estatismo con el que deben operar sus unidades de generación, lo anterior debido básicamente a la imposibilidad de fijar un único valor con los reguladores de velocidad mecánicos (tipo regulador de Watt) con realimentación de posición de válvulas (inyectores/distribuidores en unidades hidroeléctricas), entre otros; condiciones que por la característica no lineal de los actuadores, provoca una respuesta con estatismos diferentes para cada punto de operación del regulador. A continuación se muestran algunos ejemplos de normativas internacionales, y los rangos de estatismo que establecen:

	Argentina	Colombia	Brasil	Chile	Perú	México	Guatemala	Nicaragua
Valor de estatismo	Entre 4% y 7%	Entre 4% y 6%	Entre 2% y 8%	Entre 4% y 10%	Entre 2% y 5%	Entre 3% y 7.5%	Entre 2% y 6%	Entre 0% y 10%

Estudio Técnico –Económico sobre los Servicios Auxiliares (Estudios Eléctricos – 2014)

Por otro lado, no hay que perder de vista que el estatismo determina la velocidad del generador en función de la potencia entregada, es decir, representa el aporte o disminución de potencia de un generador ante las variaciones de frecuencia del sistema y está definido como la variación, por unidad, de la velocidad del generador cuando ésta pasa de vacío a plena carga.

Respecto a los parámetros eléctricos de los dispositivos de almacenamiento destinados a la base de datos regional, el numeral 3.3.2 del Libro II del RMER, establece que respecto a la información técnica, la Base de Datos Regional operativa incluirá los parámetros de los sistemas de transmisión, generación y demanda más toda la información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa, planeamiento operativo, el predespacho, el posdespacho, adicionalmente el numeral 3.3.4.1 del mismo Libro, el literal c) detalla que la base de datos regional debe contener, entre otros aspectos, la siguiente información técnica: Datos de Instalaciones de Transmisión: parámetros eléctricos de las instalaciones que conforman la red de transmisión (interruptores, seccionadores, líneas aéreas, cables subterráneos, instalaciones de compensación, protecciones, etc.); todo lo anterior sin perder de vista lo que establece el numeral 2.2.2.2 del Libro I: *"La información suministrada por (...) los agentes del mercado, en cumplimiento del RMER, deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra (...) Los agentes del mercado no suministrarán, conscientemente o por descuido, información requerida en cumplimiento del RMER que, en el momento y bajo las*

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

circunstancias en que se realice, sea equívoca o engañosa o que no revele un hecho que sea necesario para que la información no sea equívoca o engañosa."; en razón de lo anterior no se considera atendible el comentario.

OBSERVACIÓN:

"Por el 2014 se realizó una consultoría donde se indicaba un rango de 3% y el 10 %, aplicando términos como por ejemplo tiempo de establecimiento, reserva útil y demás para que se verificara si realmente se puede decir que un generador era apto para prestar ese servicio de RPF."

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Respecto a la banda de valores de estatismo propuestos que van desde el 2% hasta el 7%, ésta se considera adecuada considerando lo contenido en las alternativas planteadas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, y el hecho que la contribución a la regulación primaria de frecuencia está directamente relacionada al estatismo de las unidades de generación, de manera que las unidades con menor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia con mayor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal, de igual forma las unidades de generación con mayor estatismo contribuyen a la regulación primaria de frecuencia en menor porcentaje de potencia respecto a su potencia nominal.

No hay que perder de vista que de conformidad a lo establecido en el numeral 7.1.2 del Libro III del RMER, en consonancia con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales y como resultado de los estudios de seguridad operativa desarrollados por el OS/OM respectivo en coordinación con el EOR, se establecerán los requerimientos de los servicios auxiliares bajo condiciones operativas del SER en estado estable y ante emergencia, así como los requisitos técnicos a cumplir para aportar estos servicios y la forma cómo se verificará el cumplimiento de los mismos.

OBSERVACIÓN:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"Como comentario general, se solicita una revisión integral al RMER donde se evalué el impacto real para el caso de los sistemas de almacenamiento no sólo a RPF sino a RSF (en el caso que una central lo quiera usar para esto), temas de señales, protecciones, modelado en el simulador de potencia, parámetros eléctricos, estudios eléctricos que le apliquen y demás. Adicional, se solicita, que una vez se aprueben las modificaciones finales a cada numeral y Tabla 2 del Anxo H (SIC) del Libro III de la Transmisión del RMER, se actualice éste último documento, es decir, se mantenga actualizada la versión del RMER, con las modificaciones que resulten aprobadas de este tipo de consultas públicas"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto debe indicarse que de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional, la CRIE analiza continuamente la evolución y resultados del MER; y en caso se identifique la necesidad de una mejora regulatoria, la misma estará sujeta al procedimiento establecido en dicha normativa. Por otra parte se le informa que esta Comisión periódicamente pone a disposición en su página web versiones del RMER actualizado.

OBSERVACIÓN:

"Consideramos que de aplicarse esta modificación, afectarían financieramente a las plantas existentes que se desarrollaron con un esquema comercial que cubrían sus costos sin considerar esta situación **(sic)**. ***Recomendaríamos un mecanismo donde cada planta indique cómo harán sus adecuaciones y darle un plazo razonable de tiempo para su implementación que minímize*** **(sic)** ***el efecto financiero a su empresa"***

ANÁLISIS CRIE: Al respecto no hay que perder de vista lo que al efecto establece la regulación regional en sus numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER referidos a que los servicios auxiliares detallados en la regulación regional, entre ellos la regulación primaria de frecuencia, representan requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

Por otro lado, respecto a que cada planta indique como harán sus adecuaciones, se aclara que en efecto la propuesta objeto de la presente consulta pública establece que toda aquella unidad de generación que esté imposibilitada en brindar directamente el servicio de RPF por su diseño o tecnología, podrá cumplir con la prestación del referido servicio auxiliar, a través de cualquiera de las alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, debiéndose cumplir integralmente con lo que al efecto establece la regulación nacional y regional.

Finalmente, respecto a conferir un plazo para la implementación de la propuesta, éste no se considera necesario en el tanto la posibilidad de utilizar cualquiera de las alternativas que ofrecería la regulación regional en el numeral 16.2.7.6 propuesto, dependerá de lo que al efecto establezca cada una de las normativas nacionales.

9. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA (AMM)

OBSERVACIÓN:

"16.1.2 inciso j) numeral romano ii, debe contener una referencia de Libro del RMER al que pertenece."

ANÁLISIS CRIE: De acuerdo con la observación.

OBSERVACIÓN:

"1) Debido a que la asignación de reserva para regulación primaria de frecuencia prestada por otra central requiere de regulación nacional por medio de un mecanismo de mercado que incentive a los generadores que puedan brindar este servicio además de cubrir su propia obligación, así como de un procedimiento técnico que lo haga posible, se necesita un tiempo de al menos de un año para que los OS/OM puedan adecuar sus respectivas normativas nacionales. // 2) Adicionalmente, se requiere un período de tiempo para que esta funcionalidad pueda ser implementada en la operación en tiempo real, por lo que también se debe establecer un plazo de un año adicional"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se aclara que no se considera necesario conferir un plazo para la entrada en vigencia de la norma propuesta, en el tanto la posibilidad de utilizar cualquiera de las alternativas que ofrecería la regulación regional en el numeral 16.2.7.6 propuesto, dependerá de lo que al efecto establezca cada una de las normativas nacionales.

10. DOUGLAS DÍAZ

OBSERVACIÓN:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"Actualmente la banda muerta debe de ser una consideración de cada OS/OM de cada país, así como el cumplimiento de la frecuencia hacia el MER. Establecer una banda muerta de ±0.03 Hz es un rango muy corto que afecta en la operación y vida útil de los generadores, se solicita modificar el valor a ±0.06 Hz. Cualquier cambio en los parámetros debe ser sustentada por medio de un estudio técnico"

ANÁLISIS CRIE: Siendo el caso que la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia asociada a los reguladores de velocidad de una unidad generadora, consiste en la magnitud total de la variación de la velocidad para el cual no se registran cambios en las posiciones de las válvulas de control o compuertas, y por consecuencia en la potencia generada, lo que implica que el regulador de velocidad será inmune a pequeñas variaciones de frecuencia que se encuentren comprendidas dentro de la banda muerta.

De lo anterior se desprende que previo a analizar la viabilidad de realizar un cambio en el valor de la banda muerta intencional se debe realizar un análisis del impacto técnico que este valor pudiera tener en el desempeño en la operación de los reguladores de velocidad. Adicionalmente se aclara que como parte de la presente consulta pública no se propuso la modificación del valor de la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia, toda vez que, cualquier propuesta de cambio a los parámetros definidos en el RMER, debe realizarse cumpliendo con lo que al efecto establece la regulación regional.

11. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENCE-ICE)

OBSERVACIÓN:

"El OS de Costa Rica está de acuerdo con el planteamiento, solamente propone una modificación al texto para que haya mayor claridad con respecto a los requisitos técnicos de los sistemas de almacenamiento de energía y el desempeño requerido // b) Por medio de un sistema de almacenamiento energético que cuente con un margen de potencia activa suficiente, que durante el tiempo de duración del evento le permita cumplir con la respectiva contribución de regulación primaria de frecuencia. El sistema debe cumplir con las características de estatismo y banda muerta intencional (...)".

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se aclara que de conformidad a lo establecido en el numeral 7.1.2 del Libro III del RMER, los requerimientos de servicios auxiliares, entre ellos el servicio de regulación primaria de frecuencia, se establecen para la operación del Sistema Eléctrico Regional tanto en estado estable como ante contingencia, razón por la cual no resulta atendible lo planteado por el participante.

12. EMPRESA DE TRANSPORTE Y CONTROL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL INDE (ETCEE-INDE)

OBSERVACIÓN:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"Luego de realizar el análisis a la propuesta de modificación de 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, no se tienen comentarios al respecto".

ANÁLISIS CRIE: Se toma nota de lo manifestado.

13. RENACE, SOCIEDAD ANÓNIMA

OBSERVACIÓN:

"Actualmente la banda muerta debe de ser una consideración por cada OS/OM de cada país. Establecer una banda muerta de ±0.03 Hz es un rango muy corto que afecta en la operación y vida útil de los generadores. Cualquier cambio en los parámetros debe ser sustentada por medio de un estudio técnico."

ANÁLISIS CRIE: Siendo el caso que la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia asociada a los reguladores de velocidad de una unidad generadora, consiste en la magnitud total de la variación de la velocidad para el cual no se registran cambios en las posiciones de las válvulas de control o compuertas, y por consecuencia en la potencia generada, lo que implica que el regulador de velocidad será inmune a pequeñas variaciones de frecuencia que se encuentren comprendidas dentro de la banda muerta.

De lo anterior se desprende que previo a analizar la viabilidad de realizar un cambio en el valor de la banda muerta intencional se debe realizar un análisis del impacto técnico que este valor pudiera tener en el desempeño en la operación de los reguladores de velocidad. Adicionalmente se aclara que como parte de la presente consulta pública no se propuso la modificación del valor de la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia, toda vez que, cualquier propuesta de cambio a los parámetros definidos en el RMER, debe realizarse cumpliendo con lo que al efecto establece la regulación regional.

OBSERVACIÓN:

"Es responsabilidad de cada OS/OM y de cada ente regulador nacional mantener el desempeño de la RTR, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER; esto basado en la Resolución CRIE-10-2019 en donde se indica "(...) la aprobación de la normativa propuesta podría propiciar la injerencia por parte del EOR en atribuciones de los OS/OMS nacionales; en este contexto, siendo que la regulación vigente es lo suficientemente clara en cuanto a que la operación del SER debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS... // La CRIE pueden (sic) ***intervenir en los sistemas nacionales de cada país, ya que es responsabilidad de cada OS/OM y de cada ente regulador nacional mantener el desempeño de la RTR, cumpliendo con los Criterios de***

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER; esto basado en la RS nacionales; Sugerimos seguir con la normativa actual"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se aclara que el objeto de la presente consulta pública es flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional relativos a la prestación de la regulación primaria de frecuencia; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc. En ese sentido, se aclara que la propuesta de modificación regulatoria que dio origen a la resolución CRIE-10-2019 dista del objeto de la presente consulta pública.

14. ENEL GREEN POWER GUATEMALA, SOCIEDAD ANÓNIMA

OBSERVACIÓN:

"Consideramos positivo que se incorporen los sistemas de almacenamiento, como una de las opciones para brindar regulación de frecuencia primaria para los proyectos solares FV, debido a que es una tecnología cuyos costes están reduciéndose con el tiempo y permiten muchas más aplicaciones para los sistemas.

Para promover la seguridad jurídica de los proyectos que tramitaron sus permisos antes de esta disposición, que actualmente están en construcción o por iniciar construcción, sugerimos que: i) se considere establecer un plazo de inicio para esta disposición y ii) que aplique únicamente para futuros proyectos que aún no han iniciado sus trámites de obtención de permisos ante CRIE"

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la sugerencia de incluir un plazo de inicio para esta disposición, se aclara que ésta no se considera necesaria, en el tanto la posibilidad de utilizar cualquiera de las alternativas que ofrecería la regulación regional en el numeral 16.2.7.6 propuesto, dependerá de lo que al efecto establezca cada una de las normativas nacionales.

Respecto a su solicitud de que la propuesta de ajuste regulatorio aplique únicamente para futuros proyectos que aún no han iniciado sus trámites de obtención de permisos ante CRIE, se le aclara al participante que actualmente la regulación regional, en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER, ya contempla el requerimiento relacionado a que todas la unidades existentes o futuras contribuyan con la regulación primaria de frecuencia. Adicionalmente, respecto a la aplicabilidad de la presente propuesta de ajuste regulatorio se indica que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, todos los agentes están obligados a sujetarse, acatar y cumplir con lo establecido en la Regulación Regional, conformada esta por el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y resoluciones emitidas por la CRIE, de conformidad con lo establecido en el artículo 21 del Segundo Protocolo al Tratado Marco. Lo anterior en apego a los fines establecidos en el Tratado Marco de incentivar una mayor participación en el sector, establecer

reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado y; considerar las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la región. En ese sentido, el RMER establece en los numerales 1.6 del Libro II del RMER y el numeral 16.2.7.6 del Libro III del mismo reglamento, la obligación de todas las unidades generadoras existentes y futuras de contribuir con la regulación primaria de frecuencia, con base a lo anterior, no resulta atendible lo planteado por el participante.

Lo anterior sin perder de vista que la regulación primaria de frecuencia representa un criterio técnico mínimo que se debe cumplir con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia.

15. UNIDAD DE TRANSACCIONES (UT)

OBSERVACIÓN:

> ***"El numeral 16.2.7.6 establece que para los casos que una unidad generadora no pueda contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia, ésta deberá proveerse por cualquiera de las alternativas planteadas en los literales de dicho numeral. El literal a) manifiesta que una de las alternativas es a través de la asignación de uno o varios generadores sustitutos, y también menciona que: "... 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..." Sin embargo, como el mismo numeral menciona una unidad generadora sin servicio de regulación primaria de frecuencia podría estar siendo respaldada de dicho servicio por más de un generador sustituto. En ese caso cada uno de los generadores sustitutos tendrían una asignación igual a un porcentaje (menor al 100%) del cambio de potencia correspondiente a la unidad generadora que está siendo sustituida, dicho porcentaje es complementado por otros generadores sustitutos. Por tanto, se sugiere modificar el literal a) del numeral 16.2.7.6"***

ANÁLISIS CRIE: Se considera atendible lo planteado por el participante, en ese sentido se ajustará el texto del inciso a) del numeral 16.2.7.6 en los siguientes términos:

"(...) 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 respectivo porcentaje*** *de cambio de potencia correspondiente a la unidad generadora a la cual sustituye en el servicio de regulación primaria de frecuencia. En este caso y*

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

de considerarse necesario por parte del OS/OM correspondiente, el propietario del generador sustituto ajustará el estatismo del sistema de control de potencia/frecuencia (...)"

OBSERVACIÓN:

"La propuesta de modificación contenida en el último párrafo del numeral 16.2.7.6 propone que para la contribución a la regulación primaria de frecuencia el agente deberá obtener una aprobación del OS/OM quien deberá definir el margen de potencia activa suficiente. Sin embargo, consideramos que, debido a que la operación y funcionamiento de un Sistema Eléctrico de Potencia, no permite al OS/OM prever, en el largo plazo, qué unidades o sistema de almacenamiento energético proveerá el servicio de regulación primaria de frecuencia, en sustitución de la unidad generadora que no presta dicho servicio, y por tanto, no se puede emitir una aprobación a los agentes en ese sentido. En El Salvador, el servicio de reserva primaria de frecuencia es proporcionado por las unidades que se encuentran en línea, las cuales conforme a los requerimientos de generación, pueden cambiar hora a hora. Por lo antes descrito, se solicita modificar el último párrafo del numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER"

ANÁLISIS CRIE: Se aclara al participante que, todos los agentes propietarios de unidades de generación existentes deben proveer los servicios auxiliares detallados en la regulación regional, en tal sentido el RMER establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER, en ese sentido el numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

En razón de lo anterior y de conformidad a lo establecido en el numeral 7.2.1.1 del Libro III del RMER, el EOR en coordinación con los OS/OMS son los responsables de determinar, a través de estudios de seguridad operativa, los requerimientos de potencia activa para la regulación primaria de frecuencia así como los requisitos más apropiados para la prestación de los mismos.

En tal sentido, si un OS/OM autoriza a un generador o grupo de generadores para que brinden el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) de otro generador que por su tecnología y/o diseño no lo puede hacer directamente, el generador autorizado asume el compromiso de brindar el referido servicio, siempre y cuando el generador que no puede brindar el servicio de RPF se encuentre en línea, según lo establezca la normativa nacional.

En virtud de lo anterior, no se considera adecuada la observación del participante.

16. UEP PENONOMÉ II, S.A.

OBSERVACIÓN:

"Notamos que la redacción propuesta mantiene el cumplimiento de los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8; y adiciona el numeral 16.2.7.6. Lo anterior no informa el tratamiento que se le dará a aquellas centrales que ya están operativas en el sistema y que, en cumplimiento a los Códigos de Redes locales de cada país, y del mismo RMER, están operando sin menosabo (SIC) de la calidad y confiabilidad del SER. Por lo anterior, nuestra observación es incluir en la redacción, que la obligatoriedad de aportar a la Regulación Primaria como se estipula en el numeral 16.2.7.6 sea aplicable a las centrales de generación que entren en operación con posterioridad a la aprobación de los cambios.
Los cambios sugeridos en el numeral 4.12.4 del Libro III tendrían un impacto económico negativo considerable en el plan de negocios de las empresas que operan centrales eólicas y fotovoltáicas, que no contemplaron desde un inicio en sus inversiones el requerimiento de aportar a la regulación primaria a través de Generadores Sustitutos o Sistemas de Almacenamiento de Energía, debido a que no estaba incluido en el RMER"

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

En razón de lo anterior no se considera atendible lo planteado por el participante.

OBSERVACIÓN:

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"El numeral en la actualidad indica que todas las unidades generadores existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de reguladores de velocidad únicamente. La adición de las alternativas para cumplimineto (SIC) de este requisito, como: Asignación de Generadores Sustitutos o Sistemas de Almacenaiento (SIC) de Energía, implican que aquellos generadores existentes deberán hacer una inversión sustancial y no contemplada en sus planes de negocio, que no será retribuida puesto que no existe compensación económica para este servicio en las regulaciones actuales. En adición, la propuesta de modificación a este numeral indica que es el OS/OM quien deberá aprobar y definir el margen de potencia activa suficiente. Al respecto, consideramos que se debe establecer una metodología para definir claramente la forma en que se calculará dicho margen de potencia activa, de manera que no quede a discreción del OS/OM. Solicitamos, que las centrales existentes sean exceptuadas de dichos requerimientos, pues éstas cumplieron las normas locales y regionales vigentes al momento de su ingreso al SER."

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

Por su parte, siendo el caso que como parte de la propuesta contenida en el numeral 16.2.7.6 se incluyen a los reguladores de velocidad como opción para contribuir a la regulación primaria de frecuencia, todas aquellas unidades generadoras existentes que empleen reguladores de velocidad para prestar el servicio de RPF, no estarían obligadas a adherirse al resto de alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 propuesto, toda vez que estarían cumpliendo con lo que al efecto establece la regulación regional.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIA EJECUTIVA

Por otro lado, el numeral 7.1.2 del Libro III del RMER claramente establece que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, determinarán los requerimientos de servicios auxiliares regionales para la operación del SER. Por lo tanto, en consonancia con los referidos criterios y como resultado de los estudios de seguridad operativa se establecerán los requerimientos de los servicios auxiliares, los requisitos técnicos a cumplir para aportar dichos servicios y la forma cómo se verificará el cumplimiento de los mismos.

De lo anterior se desprende que los requerimientos de los servicios auxiliares definidos en la regulación regional, entre ellos el servicio de regulación primaria, serán definidos a través de los estudios de seguridad operativa que al efecto sean desarrollados por el EOR en coordinación con los OS/OMS.

Finalmente, con relación a la solicitud planteada por el participante asociada a que las centrales existentes sean exceptuadas de dichos requerimientos, pues éstas cumplieron las normas locales y regionales vigentes al momento de su ingreso al SER, se le aclara que la regulación regional en sus numerales 7.1.1 del Libro III del RMER establece que los servicios auxiliares que se prestan a nivel regional, deben ser suministrados por los agentes generadores como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no serán objeto de transacciones ni de remuneraciones. Adicionalmente, se reitera que el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER establece que todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia.

En razón de lo anterior no se considera atendible lo planteado por el participante.

OBSERVACIÓN:

> ***"Se incluye como requisito para la regulación primaria de frecuencia que todas las unidades que por su naturaleza tecnológica y operativa, no puedan contribuir directamente a dicha regulación, brinden este servicio a través de las modificaciones realizadas al numeral 16.2.7.6 del Libro III. Los cambios sugeridos en la Tabla 2 del Anexo H del Libro III tendrían un impacto económico negativo considerable en el plan de negocios de las empresas que operan centrales eólicas y fotovoltáicas, que no contemplaron desde un inicio en sus inversiones el requerimiento de aportar a la regulación primaria a través de Generadores Sustitutos o Sistemas de Almacenamiento de Energía, debido a que no estaba incluido en el RMER. Solicitamos respetuosamente, que se exceptúe de dicho requerimiento a aquellos generadores existentes que al momento de entrada en operación cumplieron con las reglamenteciones (SIC) locales y regionales."***

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

En razón de lo anterior no se considera atendible lo planteado por el participante.

17. ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.

OBSERVACIÓN:

> ***"Es responsabilidad de cada OS/OM y de cada ente regulador nacional mantener el desempeño de la RTR, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER; esto basado en la Resolución CRIE-10-2019 en donde se indica '(...) la aprobación de la normativa propuesta podría propiciar la injerencia por parte del EOR en atribuciones de los OS/OMS nacionales; en este contexto, siendo que la regulación vigente es lo suficientemente clara en cuanto a que la operación del SER debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS (...) C. La modificación propuesta por la CRIE incrementará los costos de inversión para centrales de generación con este tipo de tecnología, afectando de manera directa el desarrollo de la matriz energética de cada uno de los países miembros del MER, // 1. De acuerdo a la Ley general de Electricidad de Guatemala, aprobada mediante el Decreto No 93-96 por el congreso de la República de Guatemala, establece en el literal a) del Artículo 1 lo siguiente: 'Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país...// Para el caso de Guatemala, la regulación local tiene desarrollado normativamente en las Normas de Coordinación Comercial y en las Normas de Coordinación Operativa emitidas por el Administrador del Mercado Mayorista; así como también en las Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía (Regulador Nacional); cuyo objetivo es establecer las responsabilidades para los Participantes Consumidores como los Participantes Productores que deberán contribuir a los servicios complementarios, a fin de mantener la calidad del servicio."***

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se aclara que el objeto de la presente consulta pública es flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional relativos a la prestación de la regulación primaria de frecuencia; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc. En ese sentido, se aclara que la propuesta de modificación regulatoria que dio origen a la resolución CRIE-10-2019 dista del objeto de la presente consulta pública.

En cuanto al posible incremento en los costos de inversión para centrales de generación derivado de la propuesta regulatoria objeto de la presente consulta pública, se le aclara al participante que el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta, por lo que ha debido y debe ser considerado por parte de los agentes generadores. No obstante lo anterior y considerando que podrían existir unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, se desarrolló la presente propuesta de ajuste regulatorio, la cual busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo, que aquella unidades que no puedan brindar directamente el servicio de regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

Adicionalmente, no debe perderse de vista que la Regulación Regional, en ninguno de sus alcances, pretende eximir a un agente del cumplimiento de la regulación nacional de cada país que forma parte del MER; por el contrario, la Regulación Regional reconoce la sujeción de dichos actores al cumplimiento, tanto de la normativa nacional como de la regional, esta última integrada por el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones que emita la CRIE.

El cumplimiento de la normativa nacional por parte del agente, no lo exime del cumplimiento de la normativa regional que regula el MER. Como se ha indicado, de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, los agentes, están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional, ello derivado de los compromisos suscritos por los Estados Miembros, a través del Tratado Marco y sus Protocolos.

18. GENEPAL, S.A.

OBSERVACIÓN:

"Resulta discriminatorio e ilegal establecer criterios adicionales de conexión y características adicionales a las plantas que no se deriven de estudios técnicos fundamentados que establezcan razonabilidad y proporcionalidad para los requerimientos establecidos"

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

ANÁLISIS CRIE: Respecto al comentario vertido por el participante, se aclara que la presente propuesta de modificación regulatoria en ninguno de sus extremos busca establecer, criterios y/o características adicionales de conexión a las plantas de generación. Todo lo contrario, la presente propuesta busca flexibilizar la normativa regional de manera que si un agente generador que por su tecnología y/o diseño no pueda prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia, lo pueda cumplir a través del conjunto de alternativas contenidas en el numeral 16.2.7.6 propuesto. Lo anterior sin perder de vista, que los actuales criterios mínimos de diseño para las unidades generadoras presentes y futuras conectadas directa o indirectamente a la RTR, continúan incluidas en la presente propuesta de modificación regulatoria.

Por lo anterior no resulta atendible lo planteado por el participante.

OBSERVACIÓN:

"El Tratado Marco indica en su artículo 2 que son fines de éste: c. Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico. y f) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional. Asimismo el Tratado Marco indica que: Artículo 7. En el Mercado se transará electricidad producida por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen que estén habilitados como agentes. y que: Artículo 8. La instalación de plantas de generación podrá realizarse en cualquiera de los países miembros, cumpliendo con los requisitos que la legislación de cada país demande." Con lo cual la aplicación de las modificaciones tal como se presenta generaría por un lado, una contravención a la normativa fundamental del tratado, y por otro, una aplicación discriminatoria de normativa a un tipo particular de generación. Es importante recordar que de conformidad con principios de derecho, únicamente se podrá hacer un trato diferenciado cuando exista suficiente información técnica y objetiva para establecer que existe una categoría distintiva que requiere dicha diferenciación."

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se indica que la obligación de prestar Regulación de Reserva Primaria es una obligación que deben cumplir todas las unidades generadoras conectadas al SER por lo cual no se observa una discriminación, lo anterior de conformidad con lo establecido en el numeral 1.6 del Libro II del RMER y en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER.

Adicionalmente se aclara que el objeto de la presente consulta pública es flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional relativos a la prestación de la regulación primaria de frecuencia; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

19. Héctor Marroquín

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN:

"Actualmente la banda muerta debe de ser una consideración de cada OS/OM de cada país, así como el cumplimiento de la frecuencia hacia el MER. Establecer una banda muerta de ±0.03 Hz es un rango muy corto que afecta en la operación y vida útil de los generadores, se solicita modificar el valor a ±0.06 Hz. Cualquier cambio en los parámetros debe ser sustentada por medio de un estudio técnico"

ANÁLISIS CRIE: Siendo el caso que la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia asociada a los reguladores de velocidad de una unidad generadora, consiste en la magnitud total de la variación de la velocidad para el cual no se registran cambios en las posiciones de las válvulas de control o compuertas, y por consecuencia en la potencia generada, lo que implica que el regulador de velocidad será inmune a pequeñas variaciones de frecuencia que se encuentren comprendidas dentro de la banda muerta.

De lo anterior se desprende que previo a analizar la viabilidad de realizar un cambio en el valor de la banda muerta intencional se debe realizar un análisis del impacto técnico que este valor pudiera tener en el desempeño en la operación de los reguladores de velocidad. Por otra parte, se aclara que como parte de la presente consulta pública no se propuso la modificación del valor de la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia, toda vez que, cualquier propuesta de cambio a los parámetros definidos en el RMER, debe realizarse cumpliendo con lo que al efecto establece la regulación regional.

20. INSTITUTO NICARAGÜENSE DE ENERGÍA (INE)

Al respecto se indica que esta participación se presentó de forma extemporánea, no ajustándose a lo establecido en las resoluciones CRIE-87-2019 y CRIE-92-2019.

OBSERVACIÓN:

"En este sentido con la propuesta de la CRIE se violentan los principios del Tratado Marco, al no considerar el mercado eléctrico regional como un séptimo mercado superpuesto. Básicamente con la propuesta no se permite la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, al obligar a los mercados nacionales a cumplir la reglamentación regional."

ANÁLISIS CRIE: En cuanto a lo planteado por el participante, se aclara que el objeto de la presente consulta pública es flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional relativos a la prestación de la regulación primaria de frecuencia; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc. Lo anterior en apego a los fines establecidos en el Tratado Marco de incentivar una mayor participación en el sector, establecer

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado y; considerar las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la región.

Por su parte, no debe perderse de vista que la Regulación Regional, en ninguno de sus alcances, pretende eximir a un agente del cumplimiento de la regulación nacional de cada país que forma parte del MER; por el contrario, la Regulación Regional reconoce la sujeción de dichos actores al cumplimiento, tanto de la normativa nacional como de la regional, esta última integrada por el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones que emita la CRIE, que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, los agentes, están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional, ello derivado de los compromisos suscritos por los Estados Miembros, a través del Tratado Marco y sus Protocolos.

Con base a lo anterior se aclara que no se pretende con la propuesta normativa superponer la normativa regional a la nacional, que en todo caso, de conformidad con lo establecido en el artículo 32 del Tratado Marco como uno de los compromisos de los gobiernos es el realizar las acciones necesarias para armonizar las regulaciones nacionales con la regulación regional.

21. HIDRO XACBAL, S.A.

Al respecto se indica que esta participación se presentó de forma extemporánea, no ajustándose a lo establecido en las resoluciones CRIE-87-2019 y CRIE-92-2019.

OBSERVACIÓN:

"Actualmente la banda muerta debe de ser una consideración por cada OS/OM de cada país. Establecer una banda muerta de ±0.03 Hz es un rango muy corto que afecta en la operación y vida útil de los generadores. Cualquier cambio en los parametros (SIC) debe ser sustentada por medio de un estudio técnico."

ANÁLISIS CRIE: Siendo el caso que la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia asociada a los reguladores de velocidad de una unidad generadora, consiste en la magnitud total de la variación de la velocidad para el cual no se registran cambios en las posiciones de las válvulas de control o compuertas, y por consecuencia en la potencia generada, lo que implica que el regulador de velocidad será inmune a pequeñas variaciones de frecuencia que se encuentren comprendidas dentro de la banda muerta.

De lo anterior se desprende que previo a analizar la viabilidad de realizar un cambio en el valor de la banda muerta intencional se debe realizar un análisis del impacto técnico que este valor pudiera tener en el desempeño en la operación de los reguladores de velocidad. Por otra parte, se aclara que como parte de la presente consulta pública no se propuso la modificación del valor de la banda muerta intencional de los sistemas de control de potencia/frecuencia, toda vez que, cualquier propuesta de cambio a los parámetros definidos en el RMER, debe realizarse cumpliendo con lo que al efecto establece la regulación regional.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN:

"La CRIE no debe intervenir en los sistemas nacionales de cada país, ya que es responsabilidad de cada OS/OM y de cada ente regulador nacional mantener el desempeño de la RTR, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el RMER; esto basado en la Resolución CRIE-10-2019 en donde se indica '(...) la aprobación de la normativa propuesta podría propiciar la injerencia por parte del EOR en atribuciones de los OS/OMS nacionales; en este contexto, siendo que la regulación vigente es lo suficientemente clara en cuanto a que la operación del SER debe realizarse de forma coordinada entre el EOR y los OS/OMS...'"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se aclara que el objeto de la presente consulta pública es flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional relativos a la prestación de la regulación primaria de frecuencia; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc. En ese sentido, se aclara que la propuesta de modificación regulatoria que dio origen a la resolución CRIE-10-2019 dista del objeto de la presente consulta pública.

OBSERVACIÓN:

"Artículo 8. La instalación de plantas de generación podrá realizarse en cualquiera de los países miembros, cumpliendo con los requisitos que la legislación de cada país demande." Con lo cual la aplicación de las modificaciones tal como se presenta generaría por un lado, una contravención a la normativa fundamental del tratado, y por otro, una aplicación discriminatoria de normativa a un tipo particular de generación. Es importante recordar que de conformidad con principios de derecho, únicamente se podrá hacer un trato diferenciado cuando exista suficiente información técnica y objetiva para establecer que existe una categoría distintiva que requiere dicha diferenciación.'"

ANÁLISIS CRIE: Al respecto, se indica que la obligación de prestar Regulación de Reserva Primaria es una obligación que deben cumplir todas las unidades generadoras conectadas al SER por lo cual no se observa una discriminación, lo anterior de conformidad con lo establecido en el numeral 1.6 del Libro II del RMER y en el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER.

22. CONSORCIO EÓLICO AMAYO, S.A.

Al respecto se indica que esta participación se presentó de forma extemporánea, no ajustándose a lo establecido en las resoluciones CRIE-87-2019 y CRIE-92-2019.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

OBSERVACIÓN:

"La propuesta de redacción planteada en la resolución CRIE-87-2019 conlleva, que plantas Eólicas y Fotovoltaicas tanto existentes como futuras que por su tecnología y/o diseño no pueden contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia deben incurrir en inversiones adicionales para implementar una de las dos alternativas ahí planteadas, a fin de cumplir un requerimiento técnico que no fue considerado al momento de efectuar la inversión para la instalación y puesta en servicio del equipamiento existente. Desde hace 10 años mi representada instaló la tecnología que actualmente está en servicio y cumplió cabalmente con los requerimientos normativos nacionales y regionales, así como con los términos de referencia de ese momento. Por lo que, a mi representada no le resulta razonable pretender variar los requerimientos técnicos ahí planteados a instalaciones existentes y en operación y transferir a los Agentes costos de significativa magnitud que no fueron considerados en el plan de inversión que aún está en proceso de ser recuperado."

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

Finalmente, se aclara al participante que la presente propuesta en ninguno de sus extremos busca establecer criterios y/o requerimientos adicionales de conexión a las plantas de generación ya existentes, todo lo contrario, la presente propuesta busca presentar un conjunto de alternativas para que cualquier agente generador conectado o que pretenda conectarse al SER y que por su diseño o tecnología no pueda contribuir a la regulación primar de frecuencia, pueda cumplir la obligación

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

que tienen todas las unidades de generación de prestar los servicios auxiliares, de conformidad a lo establecido en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER.

OBSERVACIÓN:

> ***"Principio Legal Universal de Irretroactividad de la Ley. Lo cual consiste en que ninguna norma debe tener efectos hacia atrás en el tiempo, y que de ser así es únicamente aceptable cuando dicha norma sea de carácter penal y el cambio sea de beneficio para el reo. Sin embargo para el tema que nos atañe no es de carácter Penal, por tanto y apegados estrictamente a derecho, el cambio planteado no debería de ser llevado a cabo, ya que al momento de que mi representada se instaló e interconectó cumplió a cabalidad con todos los requerimientos que le fueron solicitados y realizó en base a los mismos su modelo financiero de inversión, con lo cual de querer insistir en el cambio planteado se estaría violentando este principio legal cuyo objetivo es garantizar la seguridad y estabilidad jurídica."***

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se indica que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, todos los agentes están obligados a sujetarse, acatar y cumplir con lo establecido en la Regulación Regional, conformada esta por el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y resoluciones emitidas por la CRIE, de conformidad con lo establecido en el artículo 21 del Segundo Protocolo al Tratado Marco. Lo anterior en apego a los fines establecidos en el Tratado Marco de incentivar una mayor participación en el sector, establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado y; considerar las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la región. En ese sentido, el RMER establece en los numerales 1.6 del Libro II del RMER y el numeral 16.2.7.6 del Libro III del mismo reglamento, la obligación de todas las unidades generadoras existentes y futuras de contribuir con la regulación primaria de frecuencia

Lo anterior sin perder de vista que la regulación primaria de frecuencia representa un criterio técnico mínimo que se debe cumplir con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia.

23. CONSORCIO EÓLICO AMAYO (FASE II), S.A.

Al respecto se indica que esta participación se presentó de forma extemporánea, no ajustándose a lo establecido en las resoluciones CRIE-87-2019 y CRIE-92-2019.

OBSERVACIÓN:

> ***"La propuesta de redacción planteada en la resolución CRIE-87-2019 conlleva, que plantas Eólicas y Fotovoltaicas tanto <u>existentes</u> como futuras que por su tecnología y/o diseño no pueden contribuir directamente a la regulación primaria de frecuencia deben***

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARÍA EJECUTIVA

incurrir en inversiones adicionales para implementar una de las dos alternativas ahí planteadas, a fin de cumplir un requerimiento técnico que no fue considerado al momento de efectuar la inversión para la instalación y puesta en servicio del equipamiento existente. Desde hace 10 años mi representada instaló la tecnología que actualmente está en servicio y cumplió cabalmente con los requerimientos normativos nacionales y regionales, así como con los términos de referencia de ese momento. Por lo que, a mi representada no le resulta razonable pretender variar los requerimientos técnicos ahí planteados a instalaciones existentes y en operación y transferir a los Agentes costos de significativa magnitud que no fueron considerados en el plan de inversión que aún está en proceso de ser recuperado."

ANÁLISIS CRIE: Respecto a la obligación de los agentes generadores del MER de prestar servicios auxiliares a través de sus unidades generadoras, se aclara al participante que la regulación regional establece en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER, que éstos se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y; no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER. En ese sentido, el numeral 16.1.2 literal j) numeral romano ii) del Libro III del RMER, claramente establece que las unidades generadoras conectadas directa o indirectamente a la RTR, deben cumplir, entre otros aspectos, con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y el criterio mínimo de diseño regional relativo a disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje), 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 un desempeño estable.

Adicionalmente, el numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER vigente, establece que: "*Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben cumplir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad*", de ahí que dicho requerimiento no es algo nuevo que se haya incluido como parte de la presente propuesta. Por otra parte, se aclara que mediante la presente propuesta se busca flexibilizar los requerimientos exigidos por la regulación regional; permitiendo que las unidades de generación que por su tecnología o diseño no puedan contribuir de forma directa a la regulación primaria de frecuencia, lo hagan a través controles equivalentes, tales como generador(es) alterno(s), dispositivos de almacenamiento de energía, etc.

Finalmente, se aclara al participante que la presente propuesta en ninguno de sus extremos busca establecer criterios y/o requerimientos adicionales de conexión a las plantas de generación ya existentes, todo lo contrario, la presente propuesta busca presentar un conjunto de alternativas para que cualquier agente generador conectado o que pretenda conectarse al SER y que por su diseño o tecnología no pueda contribuir a la regulación primar de frecuencia, pueda cumplir la obligación que tienen todas las unidades de generación de prestar los servicios auxiliares, de conformidad a lo establecido en los numerales 1.6 del Libro II y 7.1.1 del Libro III del RMER.

OBSERVACIÓN:

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

"Principio Legal Universal de Irretroactividad de la Ley. Lo cual consiste en que ninguna norma debe tener efectos hacia atrás en el tiempo, y que de ser así es únicamente aceptable cuando dicha norma sea de carácter penal y el cambio sea de beneficio para el reo. Sin embargo para el tema que nos atañe no es de carácter Penal, por tanto y apegados estrictamente a derecho, el cambio planteado no debería de ser llevado a cabo, ya que al momento de que mi representada se instaló e interconectó cumplió a cabalidad con todos los requerimientos que le fueron solicitados y realizó en base a los mismos su modelo financiero de inversión, con lo cual de querer insistir en el cambio planteado se estaría violentando este principio legal cuyo objetivo es garantizar la seguridad y estabilidad jurídica."

ANÁLISIS CRIE: Al respecto se indica que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, todos los agentes están obligados a sujetarse, acatar y cumplir con lo establecido en la Regulación Regional, conformada esta por el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y resoluciones emitidas por la CRIE, de conformidad con lo establecido en el artículo 21 del Segundo Protocolo al Tratado Marco. Lo anterior en apego a los fines establecidos en el Tratado Marco de incentivar una mayor participación en el sector, establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado y; considerar las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en la región. En ese sentido, el RMER establece en los numerales 1.6 del Libro II del RMER y el numeral 16.2.7.6 del Libro III del mismo reglamento, la obligación de todas las unidades generadoras existentes y futuras de contribuir con la regulación primaria de frecuencia

Lo anterior sin perder de vista que la regulación primaria de frecuencia representa un criterio técnico mínimo que se debe cumplir con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia.

IV. Conclusiones

I. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 07-2019, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

No.	ENTIDAD	FECHA
1	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	21/01/2020
2	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	29/01/2020

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléc.
SECRETARIA

No.	ENTIDAD	FECHA
3	Industria Energética Asociada (IEA)	03/02/2020
4	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	03/02/2020
5	Gas Natural Atlántico, S. de R.L.	03/02/2020
6	Defensoría del Consumidor (Gobierno de El Salvador)	03/02/2020
7	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE)	03/02/2020
8	Centro Nacional de Despacho –ETESA (CND-ETESA)	03/02/2020
9	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	03/02/2020
10	Douglas Díaz	03/02/2020
11	Centro Nacional de Control de Energía (CENCE-ICE)	03/02/2020
12	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE-INDE)	03/02/2020
13	Renace, Sociedad Anónima	03/02/2020
14	Enel Green Power Guatemala, Sociedad Anónima	03/02/2020
15	Unidad de Transacciones (UT)	03/02/2020
16	UEP PENONOMÉ II, S.A.	03/02/2020
17	Alternativa de Energía Renovable, S.A.	03/02/2020
18	Genepal, S.A.	03/02/2020
19	Héctor Marroquín	03/02/2020

Adicionalmente a los participantes previamente citados, cuatro entidades presentaron observaciones de forma extemporánea:

No.	ENTIDAD	FECHA	HORA
1	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	03/02/2020	16:39
2	Hidro Xacbal, S.A.	03/02/2020	16:43
3	Consorcio Eólico Amayo, S.A.	05/02/2020	14:40
4	Consorcio Eólico Amayo (Fase II), S.A.	05/02/2020	14:40

Que el 10 de febrero de 2020, de conformidad con lo establecido en los numerales 1.8.2.1.2 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), 1.11.2 del Libro IV del RMER y el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-87-2019, la CRIE previno a 14 participantes el cumplimiento de requisitos formales para poder participar en el presente procedimiento, los cuales fueron subsanados en su totalidad.

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

Luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del procedimiento de consulta pública, se considera pertinente acoger algunas observaciones que llevan a ajustar la propuesta de normativa de la siguiente manera:

Numeral 16.1.2 inciso j) numeral romano ii) del Libro III del RMER:

ii. Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación, regulador de voltaje *o controles equivalentes*) 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.

Numeral 16.2.7.6 del Libro III del RMER:

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 *respectivo porcentaje de* 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, *se podrá ajustar en* el generador sustituto 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, *cumpliendo con lo que al efecto establezca la normativa nacional y regional,* 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. *Las condiciones específicas técnicas y comerciales para la implementación de cualquier alternativa contenida en el presente numeral, se regirá con lo que al efecto establezca la regulación nacional de cada país. Para el caso particular de la generación eólica y fotovoltaica se deberá entender por unidad generadora a la central generadora.*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

II. Recomendación

Aprobar por parte de la Junta de Comisionados de la CRIE, la propuesta de "MODIFICACIÓN DE 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", misma que se anexa a este informe.

III. ANEXO

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) del Libro III, el cual deberá leerse de la siguiente manera:

   ii. *Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación, regulador de voltaje o controles equivalentes) 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*

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

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 respectivo porcentaje de 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, se podrá ajustar en el generador sustituto 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, cumpliendo con lo que al efecto establezca la normativa nacional y regional, 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. Las condiciones específicas técnicas y comerciales para la implementación de cualquier alternativa contenida en el presente numeral, se regirá con lo que al efecto establezca la regulación nacional de cada país. Para el caso particular de la generación eólica y fotovoltaica se deberá entender por unidad generadora a la central generadora.

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

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

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

	Requisito
Unidades generadoras	*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.*
Banda muerta del sistema de control de potencia/frecuencia	*La banda muerta intencional del sistema de control de potencia/frecuencia debe ser ±0.03 Hz.*
Estatismo	*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.*

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO

CRIE
Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO