

**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-95-2018, emitida el veinticinco de octubre de dos mil dieciocho, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-95-2018
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que en su reunión realizada el día 26 de julio 2018, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica – CRIE-, de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – RMER, ordenó publicar en el sitio web de la CRIE el **“INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNOSTICO DEL MER PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC”**, mismo que se puso a disposición de los interesados en participar en el proceso de consulta pública correspondiente.

II

Que mediante la Resolución CRIE-70-2018 del 26 de julio 2018, se ordenó el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 04-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la **“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER- PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC”**, cuyo objetivo consiste fundamentalmente en remozar la regulación regional, particularmente en cuanto a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional.

III

Que dentro del procedimiento de Consulta Pública 04-2018, el cual se extendió del 03 al 17 de agosto de 2018, se presentaron observaciones en tiempo por parte de 24 entidades: 1. EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA – ENATREL – NICARAGUA; 2. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS – NICARAGUA; 3. COMISION DE ENERGIA DEL BID – PANAMA; 4. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA – CNDC ENATREL – NICARAGUA; 5. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO – PANAMA; 6. EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA – ETCEE / INDE – GUATEMALA; 7. ENEL GREEN POWER – GUATEMALA; 8. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA – AMM – GUATEMALA; 9. UNIDAD DE TRANSACCIONES S. A. DE C. V. – UT - EL SALVADOR-; 10. INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA – INE- NICARAGUA; 11. PUERTO QUETZAL POWER LLC – GUATEMALA; 12. EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO – GUATEMALA; 13. ASOCIACION DE GENERADORES CON ENERGIA RENOVABLE – GUATEMALA; 14. ENTE OPERADOR REGIONAL – EOR-; 15. ASOCIACION

NACIONAL DE GENERADORES – ANG – GUATEMALA; 16. ENEL FORTUNA – PANAMA; 17. RENACE S. A. – GUATEMALA (entregada en recepción); 18. CMI / RENACE S. A. - GUATEMALA (entregada en recepción); 19. VENTUS – EL SALVADOR; 20. GREMIAL DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELECTRICA – GGUEE – GUATEMALA; 21. ASOCIACION DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELECTRICA – ASCEE – GUATEMALA; 22. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA – ICE - COSTA RICA; 23. PARQUE EOLICO – PENONOME – PANAMA; 24. POLIWATT LIMITADA – EL SALVADOR.

IV

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-81-2018 / GJ-146-2018 del 21 de septiembre de 2018, consideran 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 19 y 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, 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.*”.

II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 23 del Tratado Marco, son facultades de la CRIE: a) *Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios, (...)*f) *Resolver sobre las autorizaciones que establezca el Tratado, de conformidad con sus reglamentos. (...)*”.

III

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 dicho reglamento, tomando en cuenta para tal efecto, los fines y objetivos del MER regulados por el Tratado Marco y sus Protocolos.

IV

Que mediante resolución CRIE-08-2016, del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el “*Procedimiento de Consulta Pública*” 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.

V

Que esta Comisión sometió al proceso de Consulta Pública la ***“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER- PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC”***, cuyo objetivo consiste fundamentalmente en remozar la regulación regional, particularmente en cuanto a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional; dentro de la cual se presentaron 24 participantes, indicados en el resultando III de la presente resolución, cuyas observaciones fueron valoradas y analizadas por esta Comisión, considerándose apropiado acoger parte de ellas y, en consecuencia, ajustar la propuesta en lo pertinente, y aprobarla tal y como se dispone, teniéndose como respuesta a sus observaciones lo indicado en el informe GT-81-2018 / GJ-146-2018 del 21 de septiembre de 2018, el cual forma parte de la presente resolución.

VI

Que en la Reunión Presencial número 132 del veinticinco de octubre de dos mil dieciocho, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y recomendaciones planteadas dentro del proceso de Consulta Pública 04-2018, acordó modificar el RMER, tal y como se dispone en el anexo a la presente resolución.

POR TANTO:

Esta Comisión, con base en los resultandos y considerados citados, 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,

RESUELVE:

PRIMERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, según el detalle que se muestra en el Anexo de la presente resolución y es parte íntegra de ésta.

SEGUNDO. DISPOSICIÓN TRANSITORIA: Los requisitos contenidos en el numeral 4.12 del Libro III del RMER, adicionado a dicho reglamento mediante el resuelve PRIMERO de la presente resolución, no serán aplicables a: (1) aquellas centrales de generación eólica y fotovoltaica que a la entrada en vigencia de la presente resolución se encuentren instaladas en el SER y en operación, (2) a los nuevos proyectos a construirse, de generación eólica y fotovoltaica que antes de la entrada en vigencia de la presente resolución hayan sido adjudicados los contratos de suministro de energía en los diferentes países por medio de procesos de libre competencia o licitaciones, y (3) a los nuevos proyectos a construirse de generación eólica y fotovoltaica que con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, tienen en proceso el trámite de la Solicitud de Conexión a la RTR ante la CRIE. Lo anterior sin detrimento de la obligación de los respectivos agentes de asegurar, que todas las centrales de generación eólica y fotovoltaica instaladas y en operación, así como los nuevos proyectos a construirse indicados anteriormente cumplan

con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER.

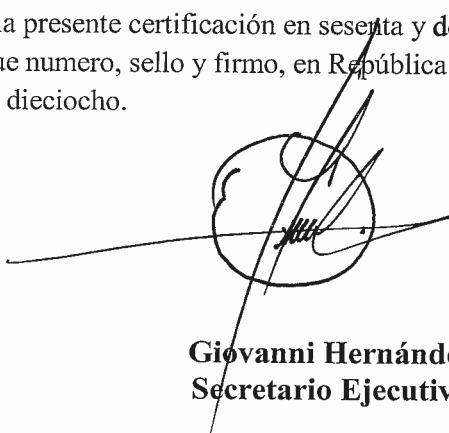
TERCERO. TRASLADAR a los Reguladores Nacionales de la Región, la propuesta de Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional, aplicables a centrales de generación eólica y fotovoltaica menores o iguales a 5 MW, mismos que se encuentran contenidos en el Informe de Revisión de la propuesta sobre “*Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional*”, con el fin de que en el corto plazo se evalúe la posibilidad de integrarlos en sus normativas nacionales.

CUARTO. SOLICITAR a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios; adopten las medidas que sean necesarias para coordinar la operación de la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.

QUINTO. VIGENCIA: La presente resolución entrará en vigencia a partir de su publicación en el sitio web de la CRIE.

PUBLIQUESE Y COMUNIQUESE”.

Quedando contenida la presente certificación en sesenta y dos (62) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día lunes cinco (05) de noviembre de dos mil dieciocho.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

ANEXO

MODIFICACIÓN AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)

PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC

I. MODIFICACIÓN AL LIBRO I DEL RMER

1. Adicionar las siguientes definiciones al Glosario:

Generador o Generación con Energía Renovable Variable: Es un Generador o central de generación, que utiliza como fuente energética primaria un recurso natural de característica variable, fluctuante o intermitente en cuanto a la entrega de potencia.

Hueco de tensión: Es una reducción brusca de la tensión en nodos de un sistema eléctrico, que tiene corta duración y está relacionada a la incidencia de una falla (cortocircuito) en la red eléctrica.

II. MODIFICACIÓN DE LOS SIGUIENTES NUMERALES DEL LIBRO III DEL RMER

2. Modificar el numeral 4.7.1, para que se lea así:

4.7.1 Objetivo General

Guiar al agente interesado o desarrollador de un proyecto, en la gestión de acceso a la Red de Transmisión Regional de forma eficiente, cumpliendo con los requerimientos de la regulación nacional y regional, para obtener la autorización de la conexión en el menor tiempo posible.

3. Derogado el quinto párrafo del numeral 4.8.

4. Modificar el numeral 4.8.1, para que se lea así:

4.8.1 Paso 1 – Orientaciones al Solicitante

El Solicitante que pretenda conectarse a la RTR podrá solicitar orientación técnica del proceso a seguir y de los requerimientos exigidos, al EOR, a la CRIE, al OS/OM o al Agente transmisor del país donde se pretende realizar la conexión, por medio de correo electrónico, teléfono,

teleconferencias, videoconferencias u otro medio escrito excluyendo las denominadas redes sociales; a fin de que los estudios eléctricos se desarrollen de forma completa e integral.

5. Modificar los incisos e) y f) del numeral 4.8.2 y adicionar los numerales j) y k) al mismo numeral, para que se lean así:

- e) El OS/OM, en coordinación con el Agente Transmisor correspondiente, en un plazo de cinco (5) días hábiles, posteriores a la realización de la actividad del literal d), elaborará y remitirá al EOR las premisas técnicas que cumplan con los requisitos establecidos en la regulación nacional.
- f) El EOR a partir de que reciba las premisas técnicas nacionales de parte del OS/OM; y en el plazo de cinco (5) días hábiles, elaborará las premisas técnicas regionales que cumplan con los requerimientos de la regulación regional y los requerimientos de las premisas técnicas nacionales.

En caso que las premisas técnicas regionales, requieran la opinión de los grupos de trabajo regionales (Comités técnicos), el EOR dispondrá de un plazo de diez (10) días hábiles para establecer las premisas técnicas regionales definitivas. Para la elaboración de las premisas técnicas regionales, se deberá considerar el tipo, tamaño y ubicación del proyecto. Dentro de las premisas técnicas regionales, deberá suministrarse, las capacidades operativas correspondientes a los años, estaciones y condiciones de demanda, que requieren ser evaluados, de manera que la evaluación que realice el Solicitante sea representativa de las condiciones operativas previstas. Cuando el OS/OM y el Agente Transmisor, en conjunto con el EOR, consideren que para evaluar la conexión de un proyecto deben ampliarse estos estudios, así lo harán saber al interesado por medio de las premisas técnicas regionales.

j) Actualización de la Base de Datos Regional: El EOR actualizará la Base de Datos Regional, conforme a lo establecido en el numeral 3.3.7.1, del Libro II del RMER. El EOR debe proveer al Solicitante la Base de Datos actualizada que tenga disponible, para que realicen los estudios eléctricos que acompañarán a la Solicitud de Conexión a la RTR. La Base de Datos Regional que se provea al Solicitante, tendrá un código identificador asignado por el EOR.

k) Validez de la Base de Datos Regional: La Base de Datos Regional que el EOR entrega al Solicitante, tendrá un período de validez de seis (6) meses, contado a partir de la fecha de entrega. En este plazo, el Solicitante, deberá realizar el estudio técnico para el cual fue solicitada la base de datos y entregarlo a la CRIE, como parte de los requisitos de presentación de solicitud de conexión a la RTR. En casos excepcionales de no presentarse los estudios técnicos en dicho plazo y/o los estudios eléctricos complementarios, el Solicitante podrá solicitar al EOR con copia a la CRIE, OS/OM y Agente Transmisor involucrado, una prórroga hasta por seis (6) meses, indicando las causas debidamente justificadas, y aceptadas por el EOR como válidas, para realizar o actualizar los estudios

eléctricos, utilizando la misma Base de Datos Regional que le fue entregada por parte del EOR.

6. Modificar el inciso g) del numeral 4.8.3, para que se lea así:

g) Diseño básico de las instalaciones a conectar a la RTR, que permita comprobar la aplicación de la normativa y los criterios para el Diseño de las Instalaciones del Capítulo 16 del Libro III del RMER; para ello, el diseño básico debe incluir la normativa utilizada en el diseño de las instalaciones. En el caso de conectarse a la Línea SIEPAC se debe cumplir con los requerimientos específicos indicados en el numeral 4.13.

7. Adicionar un nuevo inciso i) al numeral 4.8.3, que se lea así:

i) Presentar la documentación idónea que acredite la calidad de quien suscribe la solicitud y fotocopia simple de su identidad personal. En el caso de personas jurídicas deberá presentarse fotocopia simple de la certificación de personería jurídica y del poder que faculta a su representante a realizar la solicitud.

Una vez la CRIE reciba la información completa especificada en el listado anterior, procederá con la apertura del expediente de Trámite Administrativo correspondiente.

8. Modificar el numeral 4.8.4, para que se lea así:

4.8.4 Providencias de Trámite y Estudios Adicionales:

- a) Providencias de Trámite que emitirá la CRIE: a) La primera providencia de trámite, es el instrumento por medio del cual se encomendará al EOR, el OS/OM y al Agente Transmisor correspondiente, el análisis técnico de la Solicitud de conexión a la RTR; b) habiendo completado el solicitante, los requisitos establecidos en los numerales 4.5.2.2, 4.5.2.3, 4.5.2.4 y 4.5.2.5 del Libro III del RMER, la CRIE emitirá la primera providencia de trámite, otras providencias de trámite se notificarán si a juicio de la CRIE, son estrictamente necesarias, de lo contrario cualquier información será requerida por otros medios de comunicación que la CRIE estime convenientes, tales como correo electrónico, teléfono, teleconferencias, videoconferencias u otro medio escrito.
- b) Informe de Evaluación de la Solicitud de Conexión: Dentro de los veinte (20) días hábiles de recibidos los estudios presentados por el Solicitante, el EOR enviará un informe a la CRIE, con copia al Solicitante, Agentes Transmisores y OS/OM involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación a la aprobación o rechazo de la solicitud de conexión; conforme a lo establecido en los numerales 4.5.2.7 y 4.5.3 del Libro III del RMER. El EOR, los OS/OM y los Agentes Transmisores deberán evaluar los estudios técnicos presentados por el Solicitante, respetando la Base de Datos Regional y las premisas técnicas nacionales y regionales que le fueron entregadas al solicitante.

- c) Impacto en la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR: El EOR deberá pronunciarse a través de su informe de evaluación de la solicitud de conexión, si el proyecto evaluado reduce o no la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR que exista sin el proyecto. Si se reduce la Capacidad Operativa no se recomendará la aprobación de la solicitud de conexión a la RTR.
- d) En caso de que los estudios técnicos de la solicitud de conexión, indiquen que la operación del proyecto reducirá la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, el solicitante presentará ante la CRIE una certificación por escrito de parte del Regulador Nacional o de las entidades respectivas regionales o nacionales, según corresponda, del compromiso de que se aprueben y realicen las ampliaciones de transmisión o adecuaciones necesarias para hacer viable el proyecto.
- La resolución de autorización de conexión que emita la CRIE contendrá las disposiciones específicas o requisitos para cumplir con este literal, para la conexión física del proyecto a la RTR.
- e) En caso de que los estudios técnicos presentados por el Solicitante se encuentren incompletos conforme a las premisas técnicas, el EOR podrá solicitar posteriormente un complemento a dichos estudios en el ámbito regional y bajo la consideración de las premisas originales que le fueron entregadas al Solicitante.
- f) Estudios Adicionales: En el caso que la recomendación de rechazo por el EOR se fundamente en aspectos que puedan subsanarse con estudios adicionales, el solicitante podrá realizar una presentación complementaria para subsanar estas deficiencias; para lo cual realizará estudios eléctricos adicionales considerando la misma base de datos regional y premisas técnicas regionales, siempre y cuando dicha base de datos se encuentre dentro de su periodo de validez, de acuerdo a los incisos j) y k) del numeral 4.8.2; la cual deberá presentar directamente al EOR con copia a la CRIE, Agentes Transmisores y OS/OMs involucrados, y no se requerirá providencia de trámite para estos casos.

El OS/OM y el Agente Transmisor, tendrá un plazo de quince (15) días hábiles, para pronunciarse sobre los estudios presentados, remitiendo un informe al EOR con copia a la CRIE y al Solicitante.

Dentro de los veinte (20) días hábiles de recibidos los estudios adicionales presentados por el Solicitante, el EOR enviará un informe a la CRIE, con copia al Solicitante, Agentes Transmisores y OS/OMs involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación con la aprobación o rechazo de la solicitud de conexión.

9. Derogado el inciso d) del numeral 4.9.

10. Derogado el inciso c) del numeral 4.10.

11. Modificar el inciso b) del numeral 4.11.1, para que se lea así:

b) El EOR coordinará, en conjunto con el OS/OM, el Agente Transmisor y el Solicitante, la revisión del Diseño Técnico de Detalle.

12. Modificar el numeral 4.12, para que se lea así:

4.12 Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional

4.12.1 Los requisitos técnicos mínimos que a continuación se establecen, son aplicables a las Solicitudes de Conexión a la RTR que contengan generadores o centrales de generación eólica o fotovoltaica, que requieran conectarse directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada mayor a 5 MW.

4.12.2. Telemetría y pronóstico

- a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán contar con una estación meteorológica para medición y registro de las variables meteorológicas correlacionadas a la producción de energía y potencia de la central de generación.
- b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica con capacidad mayor a 5 MW, suministrarán al OS/OM, en tiempo real, a través de telemetría, como mínimo los siguientes datos:
 - i. Potencia de salida de la central en MW.
 - ii. Capacidad de generación disponible en MW.
 - iii. Información del estado operativo de las unidades de generación instaladas en la central: disponibilidad, estado, potencia de salida.

Adicionalmente suministrarán lo siguiente:

Las centrales eólicas:

- iv. Velocidad del viento (m/s).
- v. Dirección del viento (grados desde el punto norte).
- vi. Presión barométrica (kPa).
- vii. Temperatura del aire (°C).

Las centrales fotovoltaicas:

- viii. Irradiancia (W/m²).
- ix. Temperatura del aire (°C).

- c) Los OS/OM, podrán requerir el suministro de datos por telemetría a las centrales de generación eólica y fotovoltaica con capacidad igual o menor a 5 MW.
- d) Los OS/OM, deberán disponer de un pronóstico centralizado de la generación eólica y fotovoltaica, cuando la capacidad instalada total de generación eólica y fotovoltaica, represente al menos el 10% de la demanda máxima de su área de control. El pronóstico centralizado proveerá como mínimo, la siguiente información:
 - i. Inyección de energía en MWh, totalizado para el área de control, y en forma desagregada para la generación eólica y fotovoltaica.
 - ii. Inyección de Potencia en MW totalizado para el área de control.
 - iii. Inyección de Potencia en MW en forma desagregada para generación eólica y generación fotovoltaica.
 - iv. Inyección de Potencia en MW de la generación eólica y fotovoltaica en las barras de conexión de estas centrales, al sistema de transmisión.
 - v. El pronóstico deberá cumplir con la siguiente periodicidad y frecuencia mínima:
 - v.i. Pronóstico para el día siguiente, con resolución de una hora.
 - v.ii. Pronóstico de las próximas 4 horas, como mínimo, con resolución de 15 minutos, y actualización cada 15 minutos.

4.12.3. Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia

- a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán operar en forma continua, sin desconectarse del sistema, en el rango de frecuencia de 58.0 Hz a 61.0 Hz.
- b) Los tiempos de permanencia en conexión, para valores de frecuencia fuera del rango de operación continua indicado en el literal a) anterior, serán los establecidos en la regulación nacional.
- c) El rango de frecuencia de operación continua, podrá ser modificado por el EOR, con base a la preservación de la seguridad operativa del SER.

4.12.4. Regulación primaria de frecuencia

- a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con lo establecido en los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER.
- b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica podrán contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético de tamaño adecuado que le permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponde.

c) En cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólica y fotovoltaica, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER.

4.12.5. Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben tener capacidad de mantener una inyección de potencia reactiva en el punto de interconexión al sistema de transmisión, de 33% de la potencia activa nominal ($Q/P_n=0.33$), para salida de potencia activa de 1.0 pu a 0.2 pu, así como deben tener capacidad de mantener una inyección de potencia reactiva para salida de potencia activa de 0.0 pu y 0.2 pu, conforme a la curva de capacidad de potencia reactiva que se indica en la figura 1. Un requerimiento más exigente podrá ser definido por el OS/OM, de acuerdo a necesidades de soporte de potencia reactiva del área de control.

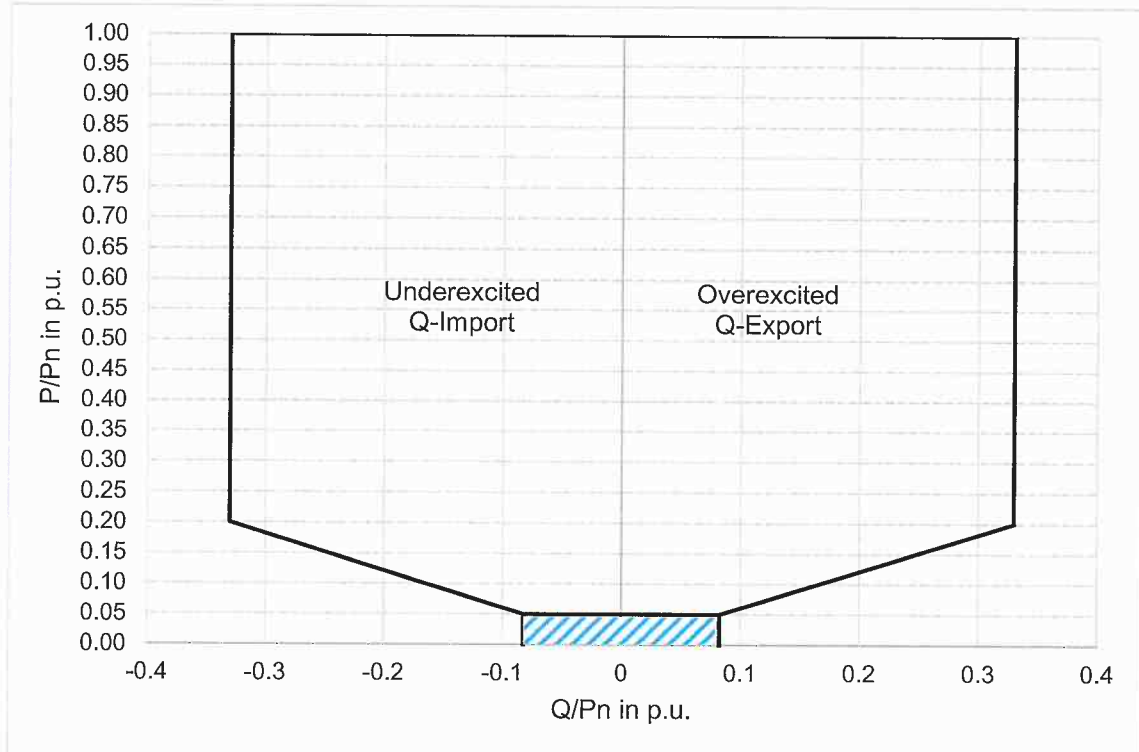


Figura 1 - Capacidad de potencia reactiva a voltaje nominal en el punto de conexión

Donde:

- La característica PQ se aplica a voltaje nominal.
- La central debe poder operar en cualquier punto del área especificada (cobertura completa y continua).

- iii. Entre la potencia nominal y un nivel de potencia activa del 20% de la capacidad nominal, el requisito de potencia reactiva debe estar entre -0.33 y 0.33 veces P_n , que es equivalente a un factor de potencia de 0.95 a la producción de potencia nominal.
- iv. Entre el 20% y el 5% de la potencia nominal, los requisitos de potencia reactiva se reducen en proporción a los niveles de potencia activa (la línea límite alcanza 0 MVAR a 0 MW).
- v. En el caso de que la potencia activa esté por debajo del 5%, el suministro/absorción de potencia reactiva de la planta debe mantenerse dentro de una banda de tolerancia del 5%.

Adicionalmente, las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán estar en capacidad de suministrar o absorber potencia reactiva como una función del voltaje en el punto de conexión, conforme a la curva de capacidad de potencia reactiva que se indica en la figura 2.

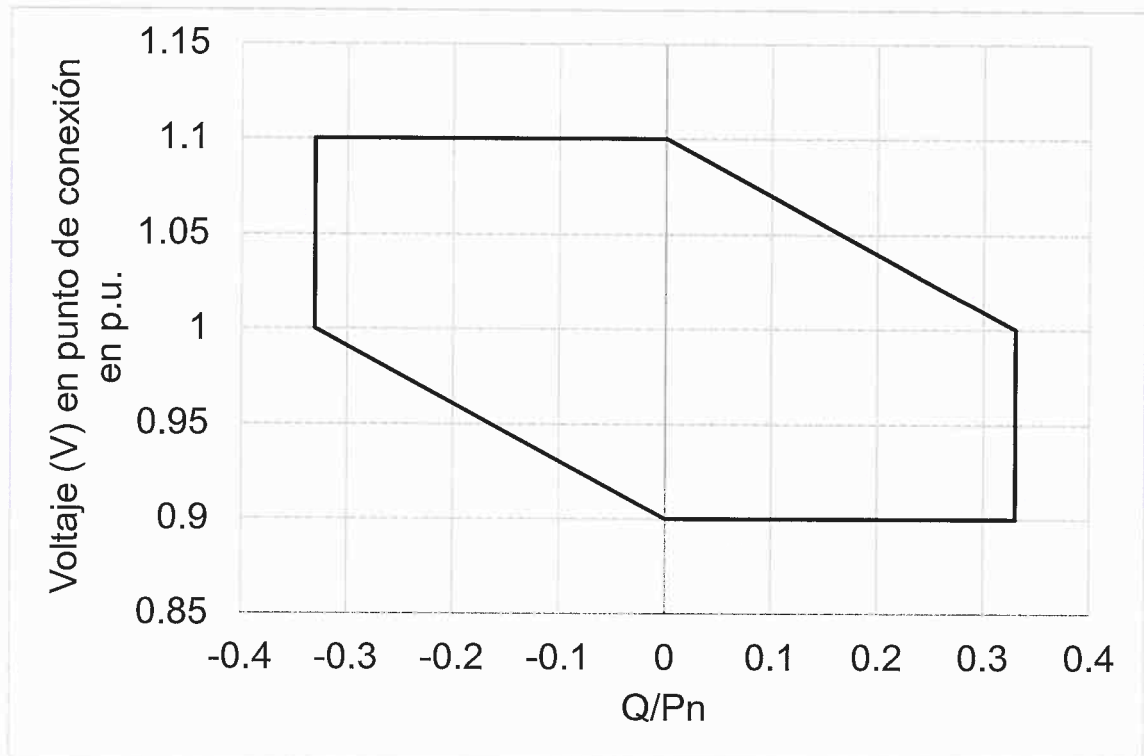


Figura 2 - Curva de capacidad de potencia reactiva como una función del voltaje en el punto de conexión.

- b) Al menos el 50% del rango de potencia reactiva de las centrales eólicas y fotovoltaicas, debe proveer soporte dinámico para el control de voltaje.

c) Cada OS/OM definirá la característica de desempeño dinámico del control de tensión de las centrales de generación eólica y fotovoltaica de su área de control, conforme a la figura 3, estableciendo los valores de las constantes siguientes:

T0: Tiempo máximo para iniciar la respuesta de regulación de tensión.

Tsettling: Tiempo máximo para alcanzar el nivel de tensión deseado.

Deadband: Rango de tolerancia del valor deseado de la tensión.

Overshoot: Valor máximo que puede alcanzar la onda durante la respuesta del control de tensión.

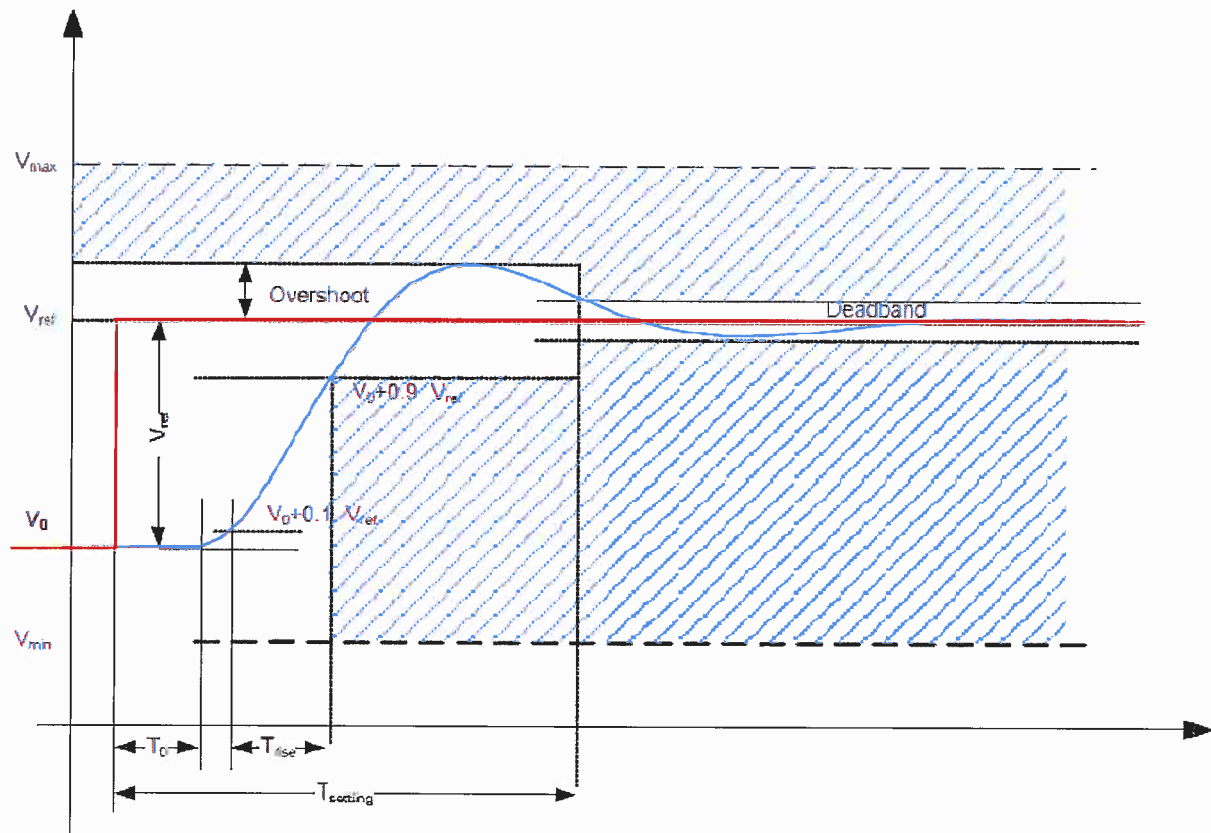


Figura 3 – Característica de desempeño dinámico del control de tensión de las centrales de generación eólica y fotovoltaica

d) Las centrales eólicas y fotovoltaicas deben contar con los equipos necesarios para operar en cualquiera de los siguientes modos de control:

- i. Control de voltaje mediante inyección de potencia reactiva.
- ii. Salida de potencia reactiva fija.
- iii. Regulación del voltaje según el control de voltaje local.

- iv. Relación de salida de potencia reactiva fija a salida de potencia activa.
- v. Factor de potencia fijo.

- e) El OS/OM definirá el modo de control en el cual operará cada central de generación eólica o fotovoltaica de su área de control, en dependencia de los requerimientos de soporte de reactivo y de voltaje en la zona de conexión de cada central de generación.
- f) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, podrán complementar la provisión de soporte de potencia reactiva con equipos adicionales.

4.12.6. Desempeño ante huecos de tensión

- a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla de 0.0 pu, medido en el punto de conexión, durante un tiempo mínimo de 150 ms, y mantenerse en operación por un tiempo mínimo de 2,000 ms hasta que la tensión en la barra de conexión de la central alcance un valor de al menos 0.9 pu. El OS/OM podrá hacer requerimientos más exigentes.
- b) Las centrales de generación deben estar en capacidad de soportar un voltaje de hasta 120% del voltaje nominal en su barra, por un tiempo de hasta 2 segundos.
- c) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán aportar corriente reactiva durante fallas en el sistema eléctrico. Cada OS/OM determinará el requerimiento mínimo de corriente reactiva que debe aportar cada central durante las fallas.
- d) La central de generación debe mantenerse transitoriamente estable después de una falla en el punto de conexión de la central a la red de transmisión, que es liberada en un tiempo de 150 ms.
- e) La central de generación debe mantenerse transitoriamente estable ante la ocurrencia de fallas remotas, localizadas en las cercanías del punto de conexión de la central, que son liberadas por una protección de respaldo.
- f) La central de generación debe mantener su operación correcta durante los disturbios descritos en los incisos d) y e) anteriores.
- g) Las centrales de generación deberán ser capaces de soportar al menos tres fallas sucesivas, incluso si cada falla o evento representa la falla más severa para los generadores individuales.
- h) Los generadores deben de inyectar corriente reactiva adicional, en secuencia positiva, cuando el voltaje en las terminales del generador cambia por una cantidad específica.
- i) Durante fallas en la red, la inyección de corriente reactiva debe tener prioridad sobre la corriente activa en los generadores.
- j) La inyección de corriente reactiva durante fallas, no debe producir voltajes inaceptables en la central de generación, tal que puedan causar el disparo de sus generadores.

4.12.7. Estudios técnicos requeridos

a) Estudios Eléctricos: Las solicitudes de conexión a la RTR, de las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán presentar los estudios eléctricos establecidos en la Regulación Regional. Para realizar dichos estudios, se deben utilizar modelos dinámicos respaldados por el fabricante, y que el fabricante de los equipos identifique y ajuste el modelo de librería o de usuario y seleccione el que más represente el comportamiento real de toda la central de generación a ser instalada, permitiendo evaluar con mayor precisión el comportamiento de la central eólica o solar fotovoltaica. El EOR, proporcionará al solicitante de la conexión del proyecto, un listado con los modelos de generadores eólicos y solares fotovoltaicos, disponibles en la librería del programa de simulación de sistemas eléctricos aceptados por el EOR.

b) Estudio de requerimientos de reserva de regulación:

i. En el plazo de un (1) año contado a partir de la aprobación de estos requerimientos, cada OS/OM deberá realizar, con una periodicidad de al menos de dos años o a solicitud del EOR, un estudio de requerimientos de reservas de balance y de regulación de frecuencia (Estudio de Reserva de Regulación), para la integración previsible de generación eólica y fotovoltaica en su respectiva área de control.

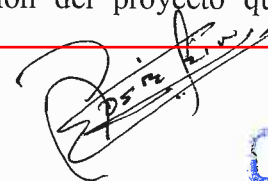
ii. Dicho estudio deberá realizarse con base a las perspectivas de corto plazo, del aumento del parque de generación eólico y fotovoltaico; y los recursos de generación existentes y previstos para cubrir los requerimientos de reserva de balance y de regulación de frecuencia.

iii. El estudio de Reserva de Regulación que realizará el OS/OM, tendrá un horizonte de análisis de tres (3) años y deberá determinar la viabilidad de integración de nuevas centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en sus respectivas áreas de control, desde el punto de vista de la disponibilidad y suficiencia de las reservas de balance y de regulación de frecuencia.

iv. El EOR definirá las premisas básicas y los lineamientos técnicos generales a seguir para el desarrollo del estudio de Reserva de Regulación que realizarán los OS/OM.

v. El OS/OM remitirá el estudio de Reserva de Regulación al EOR. El EOR validará que dicho estudio fue realizado conforme a las premisas básicas y los lineamientos técnicos generales definidos, a fin de considerarse como insumo para recomendar a la CRIE sobre los trámites de solicitudes de conexión a la RTR.

vi. Los iniciadores de proyectos de generación eólicas y fotovoltaicas, que soliciten su conexión a la RTR, como parte de los requisitos de trámite, deberán presentar el estudio de Reserva de Regulación vigente, realizado por el OS/OM respectivo, del área de control donde se conectará el proyecto, a efectos de demostrar la disponibilidad y suficiencia de reserva de regulación para compensar el efecto neto de la variación de frecuencia y de balance carga-generación, considerando la integración del proyecto que solicita ser



conectado. La presentación del estudio será acompañada por un documento del OS/OM en el cual se avala que será implementada la reserva de regulación adicional que sea requerida, de acuerdo al estudio, e indicando los generadores que cubrirán dicha reserva.

4.12.8. Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos

Los iniciadores de nuevos proyectos de generación eólicos y fotovoltaicos, que soliciten su conexión a Red de Transmisión Regional, a efectos de tramitar ante el EOR y el OS/OM correspondiente, la Autorización para la puesta en servicio del proyecto, deberán presentar las certificaciones siguientes:

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán contar con una certificación de parte del fabricante, sobre las siguientes características:

- i. Capacidad de operación ante huecos de tensión, sin sufrir desconexión, cumpliendo con el requerimiento mínimo regional y las exigencias nacionales.
- ii. Inyecciones de potencia reactiva durante las condiciones de falla.

Mediante las pruebas certificadas por el fabricante, se validará el modelo detallado de respuesta ante huecos de tensión, de unidades individuales y de la central completa, teniendo en cuenta los equipos adicionales de compensación de potencia reactiva que se requieren.

b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, mediante pruebas en sitio, sobre el equipamiento instalado de la central, deberán certificar las siguientes características:

- i. Capacidad de control de voltaje y de inyección de potencia reactiva.
- ii. Capacidad para modular la potencia activa a fin de contribuir a la respuesta de frecuencia primaria para las situaciones de sobre-frecuencia y sub-frecuencia.
- iii. Determinación del modelo equivalente dinámico para toda la central de generación.
- iv. Validación del modelo equivalente dinámico para toda la central, teniendo en cuenta, los equipos adicionales de compensación de potencia reactiva.
- v. Prueba de comunicación en tiempo real según se requiere en la sección 4.12.2.b).
- vi. Prueba de control de potencia activa y reactiva.
- vii. Prueba de modos de control de voltaje como se requiere en la sección 4.12.5.d).
- viii. Prueba de parametrización de las protecciones.

Las pruebas en sitio deben ser realizadas por terceros en presencia del desarrollador del proyecto, el OS/OM y el Agente Transmisor correspondiente.

13. Modificar el inciso 2 del numeral 4.13.3, para que se lea así:

2. Una vez el agente o interesado haya elaborado el diseño básico de sus instalaciones, solicitará a la EPR la “aceptación previa del diseño básico de la subestación de interconexión” para

conectarse en un determinado punto de la red de transmisión de la Línea SIEPAC, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 4.5.2.1 del Libro III del RMER. Ver anexo K, literal K.2 del Libro III del RMER, para el modelo de carta.

III. SE MODIFICAN LOS NUMERALES DEL ANEXO K DEL LIBRO III DEL RMER

14) Se modifica el numeral K.1, para que se lea así:

K.1 Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
Tareas previas a la elaboración de la Solicitud de Conexión	Paso 1 – Orientación al Solicitante		X	X	X	X	X
	Paso 2 – Base de Datos y Premisas Técnicas (26 días hábiles)	X		X	X	X	
	Elaboración de Estudios Eléctricos por parte del Solicitante	X					
	Paso 3 - Formato para presentar la solicitud de acceso a la RTR. (Presentación a CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR)	X					
Etapa 1: Solicitud de Conexión a la RTR	Se abre Expediente (TA) para encomendar al EOR análisis técnico de la Solicitud.		X				
	Reunir información faltante. Envío a la CRIE si aplica	X					
	El EOR realiza el análisis técnico de la Solicitud en consulta con el OS/OM y el AT y remite a la CRIE informe de evaluación			X			
	OS/OM y AT presentan al EOR informe de evaluación y emiten su				X	X	

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	aceptación a la solicitud de conexión.						
	Remite a la CRIE la autorización, permiso o concesión	X					
	Evaluación de informe del EOR y verificación de cumplimiento.		X				
	Consulta al Regulador Nacional (RN) si acepta o hará observaciones a la Solicitud de Conexión.		X				
	El RN o la Entidad competente envía a la CRIE su aceptación o hace observaciones						X
	Si el RN acepta, se emite la Resolución de Aprobación de la Solicitud de Conexión a la RTR y se notifica ésta al Solicitante, RN, EOR, OS/OM y AT		X				
Etapas 2: Diseño Técnico de Detalle	Elaboración y envío de Diseño Técnico de Detalle	X					
	Evaluación del EOR, AT y OS/OM del Diseño Técnico de Detalle			X	X	X	
	Elaboración por el EOR de Informe con recomendación a la CRIE			X			
	“Aprobación final del Diseño Técnico de Detalle”, le corresponde al EOR.			X			
Etapas 3: Autorización Puesta en Servicio. Ajustes previos de Equipos y Sistemas	Solicitud al EOR de Autorización para la puesta en servicio. EOR verifica que la Concesión esté aprobada	X					
	Presentar al EOR el Contrato de Conexión u otorgamiento de la	X			X		

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	autorización de conexión.						
	Presenta al EOR, OS/OM y AT el Programa de Pruebas	X					
	Realización de Pruebas. Deben ser exitosas. Ajustes finales sistemas de comunicación, control, protección y medición.	X		X	X	X	
	Autorización de la Puesta en servicio			X			

15) Derogado el numeral K.2 del Anexo K.

16) Modificada la numeración del actual numeral K.3 del Anexo K, por K.2.


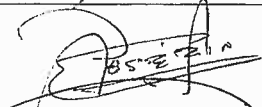
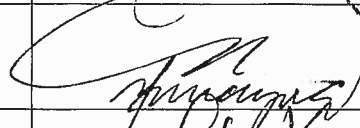
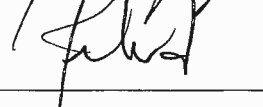


**COMISIÓN REGIONAL DE
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

www.crie.org.gt

**Informe sobre Proceso de Consulta Pública CP-04-2018:
“Procedimiento para el trámite de Solicitudes de Conexión a la
Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC”**

Informe No. GT-81-2018 / GJ-146-2018

Elaboró: Edgar De Asís	
Revisó: José Linares	
Revisó: Patricia Mayorga	
Revisó: Juan Manuel Quesada	

Ciudad de Guatemala
21 Septiembre de 2018


Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
SECRETARIO EJECUTIVO



INFORME SOBRE PROCESO DE CONSULTA PÚBLICA CP-04-2018: "PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC"

Índice de Contenido

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2.	ANTECEDENTES	2
3.	ANÁLISIS	4
4.	CONCLUSIONES	39
5.	RECOMENDACIONES	41

1. Resumen Ejecutivo

Mediante la Resolución CRIE-70-2018, publicada el 2 de agosto de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 04-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC”, que consiste en modificar el RMER, remozando la regulación regional en cuanto a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional; así como reformar parte del texto de los numerales 4.7.1, 4.8, 4.8.1, 4.8.2 incisos e) y f), 4.8.3 modificando el inciso g) y agregando nuevo inciso i), 4.8.4 incisos a), e) y f), 4.9 inciso d), 4.10 inciso c), 4.11.1 inciso b), 4.12 incisos del a) al f), Anexo K.2, todos del Libro III del RMER.

Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 03 al 17 de agosto de 2018, se presentaron observaciones por parte de veinticuatro (24) entidades.

Luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del procedimiento de consulta pública, se considera pertinente acoger algunas observaciones de forma y fondo que llevan a ajustar la propuesta de normativa original, tal como se presenta en el texto final de esta propuesta; lo anterior sin perder de vista, que la regulación regional en el numeral 1.8.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece el procedimiento mediante el cual los agentes pueden proponer modificaciones a dicho Reglamento.

Con base en lo anterior se recomienda, aprobar la propuesta de modificación al RMER adjunta relacionadas al PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC.

2. Antecedentes

El 12 de julio de 2018, se elaboró el “Informe Extraordinario de Diagnóstico del MER Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC”, publicado en el sitio web de la CRIE.

Mediante la Resolución CRIE-70-2018, del 02 de agosto de 2018, la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 04-2018, a fin de obtener observaciones y comentarios a la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC” justificada en la necesidad de remozar la regulación regional en cuanto a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico

Regional; así como reformar parte del texto de los numerales 4.7.1, 4.8, 4.8.1, 4.8.2 incisos e) y f), 4.8.3 modificando el inciso g) y agregando nuevo inciso i), 4.8.4 incisos a), e) y f), 4.9 inciso d), 4.10 inciso c), 4.11.1 inciso b), 4.12 incisos del a) al f), Anexo K.2, todos del Libro III del RMER.

Dentro del procedimiento de consulta pública, el cual se extendió del 03 al 17 de agosto de 2018, se presentaron observaciones por parte de las siguientes 24 entidades:

No.	ENTIDAD	FECHA
1	EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA – ENATREL - NICARAGUA	16 de Agosto 2018
2	MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS – NICARAGUA	16 de Agosto 2018
3	COMISION DE ENERGIA DEL BID - PANAMA	17 de Agosto 2018
4	CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA – CNC ENATREL – NICARAGUA.	17 de Agosto 2018
5	CENTRO NACIONAL DE DESPACHO – PANAMA	17 de Agosto 2018
6	EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA – ETCEE / INDE - GUATEMALA	17 de Agosto 2018
7	ENEL GREEN POWER – GUATEMALA	17 de Agosto 2018
8	ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA – AMM – GUATEMALA	17 de Agosto 2018
9	UNIDAD DE TRANSACCIONES S. A. DE C. V. – UT - EL SALVADOR-	17 de Agosto 2018
10	INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA – INE- NICARAGUA	17 de Agosto 2018
11	PUERTO QUETZAL POWER LLC – GUATEMALA	17 de Agosto 2018
12	EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO – GUATEMALA	17 de Agosto 2018
13	ASOCIACION DE GENERADORES CON ENERGIA RENOVABLE - GUATEMALA	17 de Agosto 2018
14	ENTE OPERADOR REGIONAL – EOR- EL SALVADOR	17 de Agosto 2018
15	ASOCIACION NACIONAL DE GENERADORES – ANG – GUATEMALA	17 de Agosto 2018
16	ENEL FORTUNA – PANAMA	17 de Agosto 2018
17	RENACE S. A. – GUATEMALA (entregada en recepción)	17 de Agosto 2018
18	CMI / RENACE S. A. - GUATEMALA (entregada en recepción)	17 de Agosto 2018
19	VENTUS – EL SALVADOR	17 de Agosto 2018
20	GREMIAL DE GRANDES USUARIOS DE	17 de Agosto 2018

	ENERGÍA ELECTRICA – GGUEE – GUATEMALA	
21	ASOCIACION DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELECTRICA – ASCEE - GUATEMALA	17 de Agosto 2018
22	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA – ICE - COSTA RICA	17 de Agosto 2018
23	PARQUE EOLICO – PENONOME – PANAMA (recibida a las 6:35 pm)	17 de Agosto 2018
24	POLIWATT LIMITADA – EL SALVADOR	17 de Agosto 2018

3. Análisis

3.1 Consulta Pública 04-2018

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

1. EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELECTRICA – ENATREL - NICARAGUA

Observación de Fondo

- Se propone reformular el numeral 4.12.1 referente a las categorías A y B.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a la observación de fondo relacionada con las categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas en la versión final del documento, sin embargo es preciso señalar que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de

integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.

2. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS – NICARAGUA

Observaciones de Forma

- Numerales 4.7.1 objetivo general, 4.8 derogación de párrafo, 4.8.1 Paso 1 Orientaciones al Solicitante, 4.8.2 Bases de Datos y Premisas Técnicas reforma al literal e) y f), 4.8.3 Paso 3 ☐ Formato para Presentar la Solicitud de Conexión a la RTR. Reforma literal g) y adición del literal i), 4.8.4 Base de Datos y Providencias de Trámite, 4.9 Responsabilidades del Ente Operador Regional, 4.10 Responsabilidades de los Reguladores Nacionales, OS/OMS, Agentes Transmisores o Entidades Competentes, 4.11.1 Etapa del Diseño Técnico de Detalle, 4.12.3. Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia, 4.12.5 Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva, 4.12.6. Desempeño ante huecos de tensión, 4.12.8. Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos, K1 Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER.

Observaciones de Fondo

- Definiciones del Glosario, 4.12.1 Categorías, 4.12.2 Telemetría y pronóstico, 4.12.7. Estudios técnicos requeridos.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma indicadas por el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS DE NICARAGUA, se indica lo siguiente:

- ✓ En la propuesta se pretende mejorar la redacción del objetivo general del procedimiento utilizando la palabra "Guiar" en lugar de "Facilitar", considerando que el procedimiento es una "Guía", donde se establece el proceso que se debe seguir en el trámite para el acceso a la RTR, en el cual existen requerimientos regulatorios que son de obligatorio cumplimiento, y no necesariamente pueden ser "facilitados"; por lo que no se acoge el comentario indicado.
- ✓ La finalidad de derogar un párrafo del texto del numeral 4.8 Procedimiento de Acceso a la RTR es para que sea consistente con la lógica del procedimiento, debido a que es el EOR, el OS/OM y el Agente transmisor a los que les corresponde tomar en cuenta el tipo, tamaño y ubicación del proyecto. Por lo antes expuesto no se acoge el comentario.

- ✓ En cuanto al comentario relacionado con la adición del literal i) del numeral 4.8.3, es importante mencionar que por la necesidad de contar con un expediente administrativo completo que incluya no solo la parte técnica del proyecto, sino también los datos de quien realiza la solicitud y de ser una empresa quien la representa. En cuanto a la observación sobre que se debe especificar si los documentos deben ser certificados o apostillado, los mismos serán solicitado en copia simple, lo cual se toma en cuenta para realizar el ajuste en el cuerpo de la norma.
- ✓ En un procedimiento o guía como esta es preferible utilizar la frase “podrá”, debido a que al usar *deberá* se vuelve una obligación y no precisamente el Solicitante está obligado a solicitar orientación técnica, ya que el procedimiento se publica y es claro y explicativo en sí mismo. En las premisas técnicas que el EOR entrega al Solicitante, se toma en cuenta por medio del OS/OM los estudios técnicos requeridos por la normativa nacional, dichas premisas las emite el EOR en coordinación con el OS/OM y este último coordina con el Agente Transmisor.
- ✓ Sobre el “diseño básico” de mencionar solo las “Normas” a aplicar, ya que en general son muchas normas específicas a aplicar en un diseño; es pertinente el comentario, por esa razón no se han listado en la redacción propuesta en el Anexo de la Consulta Pública 04-2018.
- ✓ Mediante la evaluación de los estudios que acompañan a la Solicitud de Conexión que realiza el OS/OM y el Agente Transmisor, en el plazo de los 15 días hábiles establecidos en la regulación regional, allí puede eventualmente el OS/OM y/o el Agente transmisor analizar y valorar si rechaza o no la Solicitud de conexión. Por lo antes expuesto, si está considerado lo indicado en la regulación regional.
- ✓ La derogación del inciso c) del numeral 4.10 se deroga debido a que la coordinación del EOR con los OS/OM en el suministro y la actualización de la Base de Datos Regional ya está contemplado en los numerales 3.3.3.1 inciso a); y 3.3.7.1, ambos del Libro II, que establecen que el EOR solicita y coordina con el OS/OM, el suministro de información para actualizar la base de datos regional.
- ✓ El EOR aprueba el diseño técnico de detalle basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias; de acuerdo a lo establecido en todos los incisos del numeral 4.11.1 Etapa del Diseño Técnico de Detalle del Libro III del RMER.
- ✓ La certificación la haría un tercero que puede ser una Entidad Jurídica o un Especialista Experto en la materia, y respecto a que normas cumplirán y la precisión de las estaciones meteorológicas esto queda fuera del alcance de estos requerimientos técnicos mínimos.
- ✓ Respecto al criterio de la Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, se refiere a todas considerando que la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta.
- ✓ Respecto al criterio de Regulación primaria de frecuencia, se refiere a todas, sin embargo la reserva se puede asignar como propuesto en 4.12.4.c; la generación convencional puede proveer sin mayores dificultades la reserva primaria requerida para cumplir con los requisitos en su área de control correspondiente.
- ✓ Se acoge el comentario de que “no se indica el tipo de instalación, según las categorías indicadas más arriba, según este escrito se entiende que todas, se debe valorar que en su mayoría, pequeñas instalaciones son para autoconsumo”, es por eso que la propuesta se ajusta a las normas internacionales para las Energías Renovables Variables de categoría B mayores a 5 MW.

- ✓ El desempeño ante huecos de tensión es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de fallas. No deberían requerirse capacidades de protección de alta o baja tensión para plantas de menos de 1 MW. No obstante, los requerimientos mínimos que se indican aplicarían para los generadores categoría B con capacidad mayor a 5 MW.
- ✓ Referente al comentario sobre los Estudios técnicos requeridos se acoge el comentario y se harán los ajustes en el texto final del documento.
- ✓ Las actividades, funciones y responsabilidades de cada uno de los participantes en el proceso mostrado en el Anexo K1 están de acuerdo a lo que establece la regulación regional.

En cuanto a las observaciones de fondo, se indica lo siguiente:

- ✓ Sobre la observancia de sistemas de almacenamiento se indica que en la definición de "Energías Renovables Variables" se elimina el término utilizado de "sistemas de almacenamiento"; proponiendo una definición más general.
- ✓ En cuanto a la observación de fondo relacionada con las categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas en la versión final del documento, sin embargo es preciso señalar que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ Sobre el comentario de que el documento está basado en la condición de plantas de generación conectadas a la RTR o con potencias específicas establecidas, es necesario dilucidar estos términos para evitar dualidades o contradicciones. Quien ¿? Bajo que



certificación o aval ¿?; se aclara que se han eliminado las categorías y aplicaría para plantas mayores a 5 MW.

3. COMISION DE ENERGIA DEL BID - PANAMA

Observaciones de Forma

- Comentarios Generales, 4.12.7 Estudios Técnicos Requeridos.

Observaciones de Fondo

- 4.12.1 Categorías, 4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.3 Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, 4.12.4 Regulación primaria de frecuencia, 4.12.8 Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Sobre los comentarios generales es preciso mencionar que el propósito de la normativa de requerimientos propuesta es establecer: a) Los requerimientos mínimos para la conexión y operación de la generación eólica y fotovoltaica en el SER; b) Los estudios técnicos a presentar por los iniciadores de proyectos de generación renovable variable al realizar el trámite de solicitud de conexión a la RTR y puesta en operación de una central eólica o fotovoltaica; y c) Garantizar la observabilidad y pronóstico de generación de las centrales eólicas y fotovoltaicas, a efectos de que los OS/OM prevean los requerimientos de reserva de regulación de frecuencia y balance a efectos de reducir la variabilidad en el SER.
- ✓ Referente a la capacidad operativa de transmisión de la RTR, estamos de acuerdo en que es un aspecto que depende de las condiciones particulares del sistema y del lugar donde se ubique la generación, el cual es un requerimiento establecido en la regulación regional que debe verificarse que todo proyecto que se conecta a la RTR no debe reducir la Capacidad Operativa de la RTR.
- ✓ En la regulación regional los servicios auxiliares regionales son servicios que se prestan en el MER, a nivel regional se determinan con base en los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos para la operación del MER, como la reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro. Dichos servicios auxiliares se proveen actualmente como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER.
- ✓ Referente a si estos requerimientos aplicarán solo a eólicas y fotovoltaicas, se señala que lo que se busca es facilitar reglas más claras de procedimientos y criterios y de esta forma corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y facilitar a los Agentes del Mercado Eléctrico Regional e interesados su actuación, poniendo a su disposición una normativa remozada de fácil acceso y aplicación.

- ✓ Referente al comentario sobre los Estudios técnicos requeridos se indica que aplicarían los estudios establecidos en la regulación regional, en este caso serían los especificados en el numeral 17.7 del Libro III del RMER y las Solicitudes de Conexión se aclara que este proceso está normado en el capítulo 4 Coordinación del Libre Acceso, del Libro III del RMER. No cambia la propuesta.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ En cuanto a la observación de fondo relacionada con las categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas en la versión final del documento, sin embargo es preciso señalar que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ El costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM se valora que es adecuado para un proyecto mayor a 5 MW. Por otra parte, el límite de 10% de capacidad instalada de Energía Renovable Variable respecto a la demanda máxima está basado en las mejores prácticas internacionales a propuesta del EOR con los OS/OMs. Así mismo, esta propuesta del 10% fue revisada por un Consultor experto de Alemania que fue contratado para revisar previamente la propuesta, estableciendo que es sumamente importante disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a los sistemas eléctricos. Así mismo señala que el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional. Y la actualización de corto plazo (4 horas) aumenta

- significativamente la confiabilidad del pronóstico de la generación estimada de las fuentes renovables, lo que reduce los requerimientos a la reserva operativa. No cambia la Propuesta.
- ✓ Respecto al criterio de la Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta; así mismo, los generadores fotovoltaicos y muchos generadores eólicos normalmente se conectan a la red a través de inversores electrónicos de potencia. Estas plantas son relativamente insensibles a las desviaciones de frecuencia en comparación con algunas máquinas convencionales. No cambia la Propuesta.
 - ✓ De acuerdo al numeral 16.2.7.6, del Libro III del RMER, todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad. Referente a la definición de "Energía Renovable Variable", se propondrá una nueva definición en el texto final de la propuesta. No cambia la Propuesta.
 - ✓ Respecto al requerimiento del numeral 4.12.8. b) se aclara que aplicará para plantas mayores a 5 MW; y con relación a los demás comentarios de este inciso se indica que no es pertinente en esta etapa incluir nuevos requerimientos adicionales; sin embargo se indica que los requerimientos de la propuesta son mínimos, es decir que cabe la posibilidad que el OS/OM pueda solicitar el referido a la Componente DC disponible en caso que lo tenga establecido en su regulación nacional. No cambia la Propuesta.

4. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE CARGA – CNCD ENATREL – NICARAGUA

Observaciones de Forma

- 4.8.1 Paso 1 – Orientaciones al Solicitante, modificar los incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4 Base de Datos y Providencias de Trámite, 4.12.4 Regulación primaria de frecuencia, 4.12.8 Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos.

Observaciones de Fondo

- 4.12.1 Categorías, 4.12.2 Telemetría y pronóstico.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ En cuanto a que el OS/OM solicite complementar los estudios esto ya está contemplado en el proceso de evaluación de los estudios cuando el EOR solicita al OS/OM sus observaciones y comentarios al estudio. No cambia la propuesta.
- ✓ Con base a la regulación regional vigente, el EOR tiene la obligación de actualizar la base de datos cada semestre de cada año, en tal sentido siempre habrá una base de datos disponible, por esa razón no es pertinente eliminar el texto indicado; porque al momento de que un Solicitante requiera la Base de Datos regional, el EOR podrá entregar la disponible y actualizada. No cambia la propuesta.

- ✓ No se acepta el "deberá" porque "podrá" permite que sea una opción para que se pueda aplicar el 4.12.4.c.
- ✓ El término "terceros" es un término que se encuentra en otras secciones del RMER, por lo que no es un término nuevo usado en la propuesta, y se refiere según el contexto por ejemplo en este caso a un Especialista Experto en la materia o entidad que se dedique a realizar este tipo de pruebas.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ En cuanto a la observación de fondo relacionada con las categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas en la versión final del documento, sin embargo es preciso señalar que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ La ubicación, altura y la normativa internacional que las estaciones meteorológicas deben cumplir se sale del alcance de estos requerimientos técnicos mínimos. El límite de la salida de generación en MW se refiere a la capacidad de generación disponible en MW por lo que se hará el ajuste en el texto de la propuesta final para que quede más claro, y la propuesta del literal c) no aplica debido a que se propondrá la eliminación de las categorías. Lo anterior implica ajuste en la propuesta en el numeral 4.12.2

5. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE ETESA – PANAMA

Observaciones de Forma en:

- Comentarios Generales, 4.8.1 Paso 1 – Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables” y “huecos de tensión”, Modificar el numeral 4.8.1 Paso 1 Orientaciones al Solicitante, Modificar los incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4 Bases de Datos y Providencias de Trámite, 4.12.5 Soporte de Voltaje y suministro de potencia reactiva.

Observaciones de Fondo

- Se necesita contar con un texto único del RMER, para poder realizar comparaciones entre lo vigente y lo propuesto. 4.12.1 Categorías, 4.12.2 Telemetría y pronóstico, 4.12.3 Capacidad de Operación ante desvíos de frecuencia, 4.12.6 Desempeño ante huecos de tensión, 4.12.7 Estudios Técnicos requeridos, 4.12.8 Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Sobre los comentarios generales se indica que los objetivos de la propuesta son establecer: 1) Los requerimientos mínimos para la conexión y operación de la generación eólica y fotovoltaica en el SER; 2) Los estudios técnicos a presentar por los iniciadores de proyectos de generación renovable variable al realizar el trámite de solicitud de conexión a la RTR y puesta en operación de una central eólica o fotovoltaica; y 3) Los requerimientos para garantizar la observabilidad y pronóstico de generación de las centrales eólicas y fotovoltaicas, a efectos de que los OS/OM prevean los requerimientos de reserva de regulación de frecuencia y balance a efectos de reducir la variabilidad en el SER. Respecto al beneficio/costo, de acuerdo al Informe de Regulación del MER extraordinario (IRMER-E01-2017), del 22 de marzo de 2017, que el Ente Operador Regional (EOR) presentó a esta Comisión se señala que para el EOR: No se identifican costos para la implementación de la propuesta. Se identifican las siguientes fuentes de costos para los OS/OM: i. Implementación de sistemas de pronóstico centralizado; ii. Realización con periodicidad cada dos años, de los estudio de requerimientos de reservas de balance y de regulación de frecuencia (Estudio de Reserva de Regulación), para la integración previsible de generación eólica y fotovoltaica. Se identifican las siguientes fuentes de costos para los Agentes iniciadores de proyectos eólicos y fotovoltaicos: i. Adquisición de estación meteorológica; ii. Implementación de enlace de telemetría con el OS/OM; iii. Realización de pruebas para la certificación de las características de las centrales de generación.

La cuantificación monetaria de los costos, podrá ser determinada por los iniciadores en los estudios de factibilidad de los proyectos, ya que el cumplimiento de estos requerimientos podrá ser realizado por medio de estrategias diferentes por parte de los OS/OM y los Agentes.

Adicionalmente, la implementación de un enlace de telemetría con el OS/OM y la realización de pruebas y certificaciones, son requerimientos estándar o comunes que generalmente están incluidos en el desarrollo de los proyectos de generación.

Beneficios: Los beneficios de la implementación de los requerimientos técnicos propuestos están asociados al cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación regional. No es posible la cuantificación monetaria de los beneficios relacionados al cumplimiento de criterios antes mencionados.

- ✓ La participación que tiene el Agente transmisor está contemplada en el inciso e) del numeral 4.8.2 del Libro III del RMER.
- ✓ En cuanto a la comparación de las normas nacionales que se indica en el comentario al numeral 4.12.3 se sale del alcance de la propuesta.
- ✓ Respecto al Soporte de Voltaje y suministro de potencia reactiva, la propuesta se ajusta a las normas internacionales para las Energías Renovables Variables de categoría B mayores a 5 MW y se complementó con requisitos adicionales debido a que el Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y por lo tanto se debe especificar lo más detalladamente posible.
- ✓ Se adicionó a un tercero para que realice las pruebas en sitio en presencia del desarrollador del proyecto, OS/OM y Transmisor para que se incluya una parte neutral dentro del proceso de las pruebas.
- ✓ El inciso c) aplicaría para centrales de generación igual o menor a 5 MW tomando en cuenta que es importante tener información en tiempo real. Lo anterior el OS/OM podrá requerir lo indicado en dicho literal.
- ✓ El desempeño ante huecos de tensión es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de fallas; por lo tanto, se consideró en la propuesta definir requerimientos mínimos más exigentes con fundamento en resultados de estudios técnicos que apoyan esta justificación (estudio "Grid and System Integration Study for El Salvador", 2013, M.P.E.). Los requerimientos mínimos que se indican aplicarían para los generadores categoría B con capacidad mayor a 5 MW.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Una de las finalidades de la presente consulta pública es, precisamente unificar en un solo texto la normativa regional vigente que a la fecha se ha aprobado por parte del regulador regional a través de las resoluciones emitidas, atendiendo a lo solicitado por los participantes del Mercado Eléctrico Regional.
- ✓ Sobre la definición de "Energías Renovables Variables", una generación "no despachable" significa que es una generación que inyecta energía en un nodo de la red eléctrica o sistema de potencia, en función del recurso o fuente primaria (viento y/o sol) disponible y no en función de un requerimiento del operador del sistema u OS/OM. Por otra parte, se elimina el término utilizado de "sistemas de almacenamiento"; proponiendo la definición con un sentido más general y de la siguiente forma: a) Generador o Generación con Energía Renovable Variable: Es un Generador o central de generación, que utiliza como fuente energética

primaria un recurso natural de característica variable, fluctuante o intermitente en cuanto a la entrega de potencia. Se cambia la definición de Energías Renovables Variables.

- ✓ Se considera pertinente el comentario por lo que se agregará al Agente Transmisor en el numeral 4.8.1.
- ✓ Sobre aclarar los valores de los rangos de las categorías, se indica que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ Se acogen parcialmente los comentarios y referente a esperar un año para cumplir con el inciso 4.12.7.b.i, se acoge el comentario y se hará un ajuste en el texto de dicho inciso, para dar un tiempo adecuado de cumplimiento.

6. EMPRESA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA – ETCEE / INDE - GUATEMALA

Observaciones de Forma en:

- Adicionar un nuevo inciso i) al numeral 4.8.3, Modificar el numeral K.1 del anexo K del Libro III del RMER.

Observaciones de Fondo

- Modificar el inciso f) del numeral 4.8.4.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Se ajusta la tabla del anexo K1 para mostrar el título de Tareas previas a la elaboración de la Solicitud de Conexión.
- ✓ El requisito de presentar el poder de representación legal de la entidad solicitante o desarrollador del proyecto y copia de su identificación personal, se hace con la finalidad de contar con un expediente administrativo completo que incluya no solo la parte técnica del proyecto, sino también de quien realiza la solicitud y de ser una empresa quien la representa; no se considera que atrase el trámite debido a que es la información idónea para que el Solicitante acredite la calidad de quien suscribe la solicitud.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Se considera pertinente el comentario de que los compromisos sean con plazos para las ampliaciones que se necesiten, para evitar dependencia de esquemas suplementarios; sin embargo esto deberá considerarlo las entidades responsables de las ampliaciones necesarias. No se modifica la propuesta.

7. ENEL GREEN POWER – GUATEMALA

Observaciones de Forma en:

- Comentarios generales, modificar el numeral 4.8.2 incisos e) y f).

Observaciones de Fondo

- Modificar los incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4, 4.12.1 Categorías, 4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.3. Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia, 4.12.5. Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Referente al tipo de estudios, lo indicado ya está contemplado en la regulación, en el numeral 17.7.1 inciso g) del Libro III del RMER "Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW".

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Se considera pertinente la recomendación de eliminar “la previa confirmación de la actualización del respectivo OS/OM” para hacer más rápido el proceso, por lo que se hará el ajuste en el texto de la propuesta final.

- ✓ Referente a las categorías indicadas en la propuesta, se indica que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ Se está recomendando que el requerimiento de telemetría y pronóstico aplique para centrales de generación mayores a 5 MW.
- ✓ Es común excluir la generación renovable de proveer reserva adicional a subir por sus limitaciones técnicas. La reserva faltante se puede asignar como propuesto en 4.12.4.c; la generación convencional puede proveer sin mayores dificultades la reserva primaria requerida para cumplir con los requisitos en su área de control correspondiente.
- ✓ La opción de contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético solo se debe optar, si el OS/OM no puede asignar otras unidades generadoras como propuesto en 4.12.4.c por razones técnicas y/o económicas. Se recomienda optar por la opción 4.12.4 c para que se establezca como un estándar en los países.
- ✓ La propuesta soporte de voltaje y potencia reactiva se ajusta a las normas internacionales para las Energías Renovables Variables de categoría B mayores a 5 MW y se complementó con requisitos adicionales debido a que el Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y por lo tanto se debe especificar lo más detalladamente posible.

8. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA – AMM - GUATEMALA

Observaciones de Forma en:

- Comentarios generales, modificar el numeral 4.8.1 Paso 1 orientaciones al solicitante.

Observaciones de Fondo

- Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables”, 4.8.2 paso 2 Bases de Datos y Premisas Técnicas incisos e) y f), 4.12.1 categorías, 4.12.2 Telemetría y pronóstico, 4.12.7 Estudios técnicos requeridos.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Sobre los comentarios generales se indica que cuando el EOR ha recomendado complementar los estudios en una Solicitud de Conexión a la RTR, ha estado justificado en lo que establece la regulación regional. En cuanto a la normativa para las Energías Renovables Variables, la misma se enfocará en la RTR y se incluirá en la propuesta final un mecanismo para no entrar en conflicto con las características requeridas en los procesos de licitación que ya se han llevado a cabo. Referente a los pronósticos de la generación ERV, es sumamente importante disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas, no se busca entrar en conflicto con las normas nacionales.
- ✓ Se acoge parcialmente el comentario agregando el tema de la consideración de las premisas originales que le fueron entregadas al Solicitante, bajo la justificante que es importante no modificar las premisas del estudio, ya que el Solicitante o desarrollador del proyecto debe invertir recursos y tiempo para su elaboración.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Una generación "que no es despachable" significa que es una generación que inyecta energía en un nodo de la red eléctrica o sistema de potencia, en función del recurso o fuente primaria (viento y/o sol) disponible y no en función de un requerimiento del operador del sistema u OS/OM. Sin embargo, en función del comentario que se ha recibido, se ha modificado la definición de Energía Renovable Variable, donde se elimina el término "despachable" y "sistemas de almacenamiento"; proponiendo la definición con un sentido más general y de la siguiente forma: a) Generador o Generación con Energía Renovable Variable: Es un Generador o central de generación, que utiliza como fuente energética primaria un recurso natural de característica variable, fluctuante o intermitente en cuanto a la entrega de potencia. Por las razones antes expuestas, se acoge el comentario.
- ✓ Lo referente a las premisas técnicas regionales ya se establece en el inciso f) del numeral 4.8.2 que se está proponiendo y enmarca las mismas a que cumplan con los requerimientos de la regulación regional; por tanto no es pertinente acoger el párrafo propuesto.

- ✓ Referente al comentario de las categorías, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ Se acoge parcialmente el comentario, y referente a eliminar el inciso d) es de tomar en cuenta que es sumamente importante disponer de un pronóstico centralizado para la integración exitosa de generación renovable a los sistemas eléctricos. Así mismo se señala que el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional y la actualización de corto plazo (4 horas) aumenta significativamente la confiabilidad del pronóstico de la generación estimada de las fuentes renovables, lo que reduce los requerimientos a la reserva operativa; por tanto no se justifica eliminar el inciso d).
- ✓ Referente a realizar un estudio regional basado en lo propuesto en el inciso b) i), se indica que el EOR realizó dicho estudio denominado "Reservas de equilibrio para una integración regional de energías renovables en América Central" de octubre de 2017 y presentado por el EOR a la CRIE el 15 de mayo de 2018. Los resultados de estos estudios son útiles para el EOR y los OS/OMS para identificar con anticipación y planificar mejoras en la operación. Por otra parte no es pertinente eliminar el numeral 4.12.7, inciso b), sub inciso iv; debido a que el EOR validará el estudio que realice el OS/OM que sea efectuado conforme a las premisas básicas y lineamientos técnicos que el EOR defina para tal fin.

9. UNIDAD DE TRANSACCIONES S.A. DE C.V. – UT - EL SALVADOR-

Observaciones de Fondo

- 4.12.1 categorías, 4.12.7 Estudios técnicos requeridos.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Referente al comentario de las categorías, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ La frecuencia es un parámetro global del sistema, independiente del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevante para todo el SER. El control de frecuencia o regulación de frecuencia en los Sistemas Eléctricos de Potencia, es uno de los objetivos primordiales de los Centros de Control; dicha regulación de frecuencia en un Sistema Interconectado Nacional (SIN) la realiza de forma centralizada el OS/OM en cada Área de Control, con el objeto de dar seguimiento a la planeación de la operación, que se realiza a diferentes horizontes de tiempo (Corto, mediano y largo Plazo), de tal forma de optimizar y coordinar los diferentes recursos de generación disponibles, así como el uso de la red de transmisión. Por otra parte, cada uno de los OS/OMS debe mantener el balance de carga/generación para evitar desviaciones de frecuencia y desviaciones de potencia en las

interconexiones. Así mismo, se destaca que tanto la carga como la generación eólica o fotovoltaica tienen variaciones rápidas que deben ser balanceadas por la reserva de regulación para cumplir con el criterio de desempeño CPS. Adicionalmente cada Área de Control debe contar con suficiente reserva rodante y reserva fría para reducir a cero el Error de Control de Área en 15 minutos después de una contingencia. Con base en lo antes expuesto, el EOR es quien definirá las premisas y los lineamientos técnicos para desarrollar el Estudio de Reserva de Regulación donde se definirán los alcances del mismo, por lo que no procede el comentario de eliminar el estudio de regulación de frecuencia.

10. INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA – INE- NICARAGUA

Observaciones de Forma en:

- 4.8.3 Paso 3 – Formato para presentar la Solicitud de Conexión a la RTR inciso g); y comentarios generales sobre modificar el numeral 4.12 del Libro III del RMER por los “Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional”.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Es pertinente el comentario al numeral 4.8.3 inciso g) por lo que se toma en cuenta en la redacción final de la propuesta.
- ✓ Referente a los comentarios generales se indica que en los últimos años desde que se han venido instalando nuevos proyectos de generación solar fotovoltaica y eólica en la región, el EOR, los OS/OMs y los desarrolladores de proyectos de generación basados en Energías Renovables Variables (ERV) observaron dificultades con la regulación e integración de las ERV en el Sistema Eléctrico Regional (SER), relacionado con los estudios técnicos de conexión requeridos por el EOR para observar el impacto en la Red de Transmisión Regional (RTR) y en el SER de la conexión y operación de las ERV. Por lo anterior, se hace necesario realizar las modificaciones o ajustes a la regulación regional para efectos de facilitar reglas más claras de procedimientos y criterios, y de esta forma corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y facilitar a los Agentes del Mercado Eléctrico Regional e interesados su actuación, poniendo a su disponibilidad una normativa remozada de fácil acceso y aplicación; es por eso que es posible incorporar los “Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional” al RMER. Dichos requerimientos están enmarcados en el ámbito del procedimiento de conexión a la RTR, lo cual está dentro de las facultades de la CRIE, según el Tratado Marco, sus Protocolos, reglamentos y resoluciones la de: Aprobar los reglamentos necesarios para regular la administración y operación del MER; Resolver sobre las autorizaciones establecidas en la regulación regional; Regular la generación y transmisión regionales; entre otras.

11. PUERTO QUETZAL POWER LLC – GUATEMALA

Observaciones de Forma:

- Comentarios Generales.

ANÁLISIS CRIE

Referente a los comentarios generales se aclara que se está considerando aplicar la normativa a los proyectos que se conecten a la RTR y mayores a 5 MW.

Estamos de acuerdo en que el requisito de una estación meteorológica para proyectos de generación menores a 100 kW es un costo que puede hacer inviable a un proyecto, por eso se está proponiendo que sea para mayores a 5 MW donde sí se justifica.

La regulación vigente con que se opera la RTR y el SER a nivel regional son los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecido a nivel regional, los cuales no han tenido ninguna reforma desde que entró en vigencia la aplicación de los mismos. A la fecha no se tiene ninguna propuesta de parte del EOR y de los OS/OMS de modificar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

12. EOLICO SAN ANTONIO EL SITIO - GUATEMALA

Observaciones de Forma en:

4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia, 4.12.8. Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos, comentarios generales.

Observaciones de Fondo en:

- Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, definición de “Energías Renovables Variables”, 4.12.1 Categorías, 4.12.6. Desempeño ante huecos de tensión.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ En el numeral 4.12.2 Telemetría y Pronóstico el literal (d) se aplicaría la normativa de pronóstico centralizado cuando el 10% sumado de solar y eólica supera el porcentaje de 10%.
- ✓ La frase "podrá" permite que sea una opción para que la reserva se pueda asignar como propuesto en 4.12.4.c.
- ✓ La determinación del modelo equivalente dinámico y la validación del modelo son con el objetivo de que los mismos sean certificados mediante pruebas en sitio, a fin de representar los mismos en la base de datos que administran los OS/OMS y el EOR, previo a la

Autorización para la puesta en servicio del proyecto; no se refiere a la fase de los estudios para la Solicitud de Conexión.

- ✓ Sobre el comentario general del oficio presentado, se indica que estos requerimientos se estarán aplicando a proyectos mayores a 5 MW y que se conectan a la RTR, con lo cual no se pretende desincentivar o limitar el ingreso de este tipo de proyectos de Energías Renovables Variables, porque para proyectos de esta magnitud se justifican los requerimientos mínimos propuestos.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Referente a adicionar al Glosario del Libro I del RMER, la definición de “Energías Renovables Variables”; una generación "que no es despachable" significa que es una generación que inyecta energía en un nodo de la red eléctrica o sistema de potencia, en función del recurso o fuente primaria (viento y/o sol) disponible y no en función de un requerimiento del operador del sistema u OS/OM. Sin embargo, en función de los comentarios y observaciones pertinentes que se han recibido, se ha modificado la definición de Energía Renovable Variable, donde se elimina el término "despachable" y "sistemas de almacenamiento"; proponiendo la definición con un sentido más general y de la siguiente forma: a) Generador o Generación con Energía Renovable Variable: Es un Generador o central de generación, que utiliza como fuente energética primaria un recurso natural de característica variable, fluctuante o intermitente en cuanto a la entrega de potencia.
- ✓ Sobre las categorías se señala que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles

de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.

- ✓ El desempeño ante huecos de tensión es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de fallas; tomando en cuenta las capacidades reales de las plantas es que estamos de acuerdo en que no deberían aplicarse estos requisitos para plantas de menos de 1MW; sin embargo si es pertinente que los requerimientos mínimos que se indican se apliquen para los generadores categoría B con capacidad mayor a 5 MW.

13. ASOCIACION DE GENERADORES CON ENERGIA RENOVABLE - GUATEMALA

Observaciones de Forma:

- Comentarios generales.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a los comentarios generales se indica lo siguiente:

- ✓ Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER son los que a la fecha están vigentes y en aplicación.
- ✓ Los requerimientos técnicos mínimos no generan limitantes para las Energías Renovables Variables de una magnitud mayor a 5 MW, tal como se propondrá en el documento final en vista que las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas; el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional buscando reducir los requerimientos a la reserva operativa. El envío de información de telemetría y pronóstico, es importante tener información en tiempo real, el costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM es adecuado para un proyecto de este tamaño. En cuanto a la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta. Sobre la instalación de equipos y circuitos y equipos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, se está proponiendo que la reserva faltante se puede asignar como propuesto en que cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER. Respecto a contar con sistemas de almacenamiento que les permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponden, esta es una opción pero el estándar debería ser como indicado anteriormente. Respecto a que deben tener la capacidad de soportar voltaje y suministro de potencia reactiva, es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y es común aplicado en otros países. Lo relacionado a que deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla, para obtener un desempeño óptimo ante huecos de tensión, también

es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de falla; existen resultados de estudios técnicos que apoyen a esta justificación.

14. ENTE OPERADOR REGIONAL – EOR- EL SALVADOR

Observaciones de Forma:

- 4.8.1 Paso 1 – Orientaciones al Solicitante, 4.8.2 Paso 2 – Bases de Datos y Premisas Técnicas incisos e) y f), 4.8.3 Paso 3 – Formato para presentar la Solicitud de Conexión a la RTR inciso g), 4.12.7. Estudios técnicos requeridos, 4.12.8 Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos.

Observaciones de Fondo:

- Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables” y “huecos de tensión”, incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4 Base de Datos y Providencias de Trámite, 4.12.1 Categorías, 4.12.2. Telemetría y pronóstico.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Se acoge parcialmente el comentario y referente a la recomendación de adicionar el texto referido en el literal b), al numeral 4.5.3.7 del Libro III del RMER; se propone incluirlo en el numeral 4.8.4 Bases de Datos y Providencias de Trámite en seguida del literal d) Informe de Evaluación de la Solicitud de Conexión (...).
- ✓ Se acoge el comentario siendo que para evitar cualquier confusión se propondrá la eliminación del párrafo indicado en 4.8.2.
- ✓ Es pertinente el comentario al numeral 4.8.3, se toma en cuenta en la redacción final de la propuesta.
- ✓ Referente a los modelos utilizados en los estudios técnicos, se considera pertinente el comentario y se hará el ajuste de aprobados por aceptados en el documento final.
- ✓ En el numeral 4.12.8 se corrige la referencia a 4.12.2 b) y 4.12.5 d).

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Referente a adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables” y “huecos de tensión”. Una generación "que no es despachable" significa que es una generación que inyecta energía en un nodo de la red eléctrica o sistema de potencia, en función del recurso o fuente primaria (viento y/o sol) disponible y no en función de un requerimiento del operador del sistema u OS/OM. Sin embargo, en función de los comentarios y observaciones pertinentes que se han recibido, se ha modificado la definición de Energía Renovable Variable, donde se elimina el término "despachable" y "sistemas de almacenamiento"; así como se cambia la definición de Huecos de Tensión. Por

las razones antes expuestas, se acogen las definiciones señaladas en su comentario y se hará el cambio en la propuesta final.

- ✓ Referente a lo indicado en el numeral 4.8.4, se considera pertinente la recomendación de eliminar “la previa confirmación de la actualización del respectivo OS/OM” para hacer más rápido el proceso, por lo que se hará el ajuste en el texto de la propuesta final; así mismo, se acoge la recomendación de trasladar el inciso a) y b) de este numeral 4.8.4 como parte del numeral 4.8.2. En cuanto a la eliminación de los literales i) y ii) o bien, modificarlos de tal manera que no entren en contradicción con lo establecido en el RMER y el literal e) del numeral 4.8.4, se atiende parcialmente el comentario y se harán los ajustes pertinentes en el texto de la propuesta final.
- ✓ Con respecto a las categorías y a la telemetría y pronóstico aplicada a las categorías, se indica que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.

15. ASOCIACIÓN NACIONAL DE GENERADORES – ANG - GUATEMALA

Observaciones de Forma:

- Comentarios Generales.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a los comentarios se indica lo siguiente:

- ✓ Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER son los que a la fecha están vigentes y en aplicación.
- ✓ Los requerimientos técnicos mínimos no generan limitantes para las Energías Renovables Variables de una magnitud mayor a 5 MW, tal como se propondrá en el documento final en vista que las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas; el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional buscando reducir los requerimientos a la reserva operativa. El envío de información de telemetría y pronóstico, es importante tener información en tiempo real, el costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM es adecuado para un proyecto de este tamaño. En cuanto a la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta. Sobre la instalación de equipos y circuitos y equipos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, se está proponiendo que la reserva faltante se puede asignar como propuesto en que cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER o en un mercado de reserva de potencia adicional a subir. Respecto a contar con sistemas de almacenamiento que les permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponden, esta es una opción pero el estándar debería ser como indicado anteriormente. Respecto a que deben tener la capacidad de soportar voltaje y suministro de potencia reactiva, es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y es común aplicado en otros países. Lo relacionado a que deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla, para obtener un desempeño óptimo ante huecos de tensión, también es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de falla; existen resultados de estudios técnicos que apoyen a esta justificación.

En cuanto a las facultades de la CRIE para emitir la normativa propuesta, se hace saber que de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, esta Comisión es el ente regulador y normativo del mercado eléctrico regional (MER), que tiene como objetivos generales el hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y velar por el buen funcionamiento del MER. A este Ente Regulador Regional se le ha facultado para regular el funcionamiento del mercado emitiendo los reglamentos necesarios, adoptar las decisiones para propiciar su desarrollo, regular los aspectos concernientes a la transmisión y la generación regional y resolver sobre las autorizaciones de conformidad con sus reglamentos, entre otras.

Adicionalmente debe indicarse que la CRIE está dirigida por una Junta de Comisionados, regida por su reglamento interno, aprobado por la unanimidad de sus miembros mediante

resolución CRIE-31-2014, instrumento donde se ha establecido la forma de cómo toma las decisiones dicho órgano colegiado.

16. ENEL FORTUNA - PANAMA

Observaciones de Forma:

- 4.8.2 Paso 2 – Bases de Datos y Premisas Técnicas incisos e) y f), comentarios Generales.

Observaciones de Fondo:

- Incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4 Base de Datos y Providencias de Trámite, 4.12.1 Categorías, 4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.3. Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia, 4.12.5. Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva, 4.12.6. Desempeño ante huecos de tensión.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Lo indicado en 4.8.2 ya está contemplado en la regulación, en el numeral 17.7.1 inciso g) del Libro III del RMER "Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW".
- ✓ Sobre los comentarios generales es importante destacar que los requerimientos técnicos mínimos para las Energías Renovables Variables de una magnitud mayor a 5 MW, tal como las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas; el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional buscando reducir los requerimientos a la reserva operativa. El envío de información de telemetría y pronóstico, es importante tener información en tiempo real, el costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM es adecuado para un proyecto de este tamaño. En cuanto a la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta. Sobre la instalación de equipos y circuitos y equipos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, se está proponiendo que la reserva faltante se puede asignar como propuesto en que cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER. Respecto a contar con sistemas de almacenamiento que les permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponden, esta es una opción pero el estándar debería ser como indicado anteriormente. Respecto a que deben tener la capacidad de soportar voltaje y suministro de potencia reactiva, es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y es común aplicado en otros países. Lo relacionado a que deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla, para obtener un desempeño óptimo ante huecos de tensión, también es un

requerimiento importante para mantener la red estable en caso de falla; existen resultados de estudios técnicos que apoyen a esta justificación. Por último, en cuanto a contratar una consultoría de apoyo en esta materia se indica que por una parte el EOR preparó la propuesta inicial con los OS/OMs y con la asistencia del Departamento de Estado de los Estados Unidos de Norte América por medio de Pacific Northwest National Laboratory, PNNL; y la CRIE revisó la propuesta con el apoyo de un Consultor de Alemania de la entidad Moeller & Poeller Engineering (M.P.E.); en el marco del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica (GIZ-4E).

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Se considera pertinente la recomendación de eliminar “la previa confirmación de la actualización del respectivo OS/OM” para hacer más rápido el proceso, por lo que se hará el ajuste en el texto de la propuesta final.
- ✓ Sobre el comentario de las categorías se señala que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ La Telemetría y pronóstico se está recomendando que este criterio aplique para centrales de generación mayor a 5 MW, por lo que se ajustará la propuesta final.
- ✓ Sobre la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia y la regulación primaria de frecuencia, es común excluir la generación con base a energías renovables variables de proveer reserva adicional a subir por sus limitaciones técnicas. La reserva faltante se puede asignar como propuesto en 4.12.4.c; la generación convencional puede proveer sin mayores

dificultades la reserva primaria requerida para cumplir con los requisitos en su área de control correspondiente. La opción de contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético solo se debe optar, si el OS/OM no puede asignar otras unidades generadoras como propuesto en 4.12.4.c por razones técnicas y/o económicas. Se recomienda optar por la opción 4.12.4 c para que se establezca como un estándar en los países.

- ✓ La propuesta se ajusta a las normas internacionales para las Energías Renovables Variables de categoría B mayores a 5 MW y se complementó con requisitos adicionales debido a que el Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y por lo tanto se debe especificar lo más detalladamente posible.
- ✓ El desempeño ante huecos de tensión es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de fallas; por lo tanto, se recomienda definir requerimientos mínimos más exigentes con fundamento en resultados de estudios técnicos que apoyan esta justificación (estudio “Grid and System Integration Study for El Salvador”, 2013, M.P.E.).

17. RENACE S.A. – GUATEMALA

Observaciones de Forma:

Comentarios generales.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a los comentarios generales se indica lo siguiente:

- ✓ Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER son los que a la fecha están vigentes y en aplicación.
- ✓ Los requerimientos técnicos mínimos no generan limitantes para las Energías Renovables Variables de una magnitud mayor a 5 MW, tal como se propondrá en el documento final en vista que las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas; el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional buscando reducir los requerimientos a la reserva operativa. El envío de información de telemetría y pronóstico, es importante tener información en tiempo real, el costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM es adecuado para un proyecto de este tamaño. En cuanto a la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta. Sobre la instalación de equipos y circuitos y equipos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, se está proponiendo que la reserva faltante se puede asignar como propuesto en que cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER. Respecto a contar

con sistemas de almacenamiento que les permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponden, esta es una opción pero el estándar debería ser como indicado anteriormente. Respecto a que deben tener la capacidad de soportar voltaje y suministro de potencia reactiva, es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y es común aplicado en otros países. Lo relacionado a que deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla, para obtener un desempeño óptimo ante huecos de tensión, también es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de falla; existen resultados de estudios técnicos que apoyen a esta justificación.

En cuanto a las facultades de la CRIE para emitir la normativa propuesta, se hace saber que de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, esta Comisión es el ente regulador y normativo del mercado eléctrico regional (MER), que tiene como objetivos generales el hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y velar por el buen funcionamiento del MER. A este Ente Regulador Regional se le ha facultado para regular el funcionamiento del mercado emitiendo los reglamentos necesarios, adoptar las decisiones para propiciar su desarrollo, regular los aspectos concernientes a la transmisión y la generación regional y resolver sobre las autorizaciones de conformidad con sus reglamentos, entre otras.

18. CMI / RENACE S.A. - GUATEMALA

Observaciones de Forma:

- Comentarios generales.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a los comentarios generales se indica lo siguiente:

- ✓ Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER son los que a la fecha están vigentes y en aplicación.
- ✓ Los requerimientos técnicos mínimos no generan limitantes para las Energías Renovables Variables de una magnitud mayor a 5 MW, tal como se propondrá en el documento final en vista que las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas; el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional buscando reducir los requerimientos a la reserva operativa. El envío de información de telemetría y pronóstico, es importante tener información en tiempo real, el costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM es adecuado para un proyecto de este tamaño. En cuanto a la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta. Sobre la instalación de equipos y circuitos y equipos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, se está proponiendo que la reserva faltante se puede asignar como propuesto en que cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a

otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER. Respecto a contar con sistemas de almacenamiento que les permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponden, esta es una opción pero el estándar debería ser como indicado anteriormente. Respecto a que deben tener la capacidad de soportar voltaje y suministro de potencia reactiva, es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y es común aplicado en otros países. Lo relacionado a que deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla, para obtener un desempeño óptimo ante huecos de tensión, también es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de falla; existen resultados de estudios técnicos que apoyen a esta justificación.

En cuanto a las facultades de la CRIE para emitir la normativa propuesta, se hace saber que de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, esta Comisión es el ente regulador y normativo del mercado eléctrico regional (MER), que tiene como objetivos generales el hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y velar por el buen funcionamiento del MER. A este Ente Regulador Regional se le ha facultado para regular el funcionamiento del mercado emitiendo los reglamentos necesarios, adoptar las decisiones para propiciar su desarrollo, regular los aspectos concernientes a la transmisión y la generación regional y resolver sobre las autorizaciones de conformidad con sus reglamentos, entre otras.

19. VENTUS – EL SALVADOR

Observaciones de Forma:

- 4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia, comentarios generales, 4.12.8. Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos, comentario general.

Observaciones de Fondo:

- Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables”, 4.12.1 Categorías, 4.12.6. Desempeño ante huecos de tensión. Comentarios específicos: *“Al modificar dicho precepto la CRIE se está extralimitando en su potestad reguladora, respecto al manejo de energía dentro de los países independientes, en los ramales energéticos que no forman parte de la RTR. El documento se debe de limitar a controlar la entrada de operación de centrales energéticas en la RTR.” “Al realizar las modificaciones e inclusiones establecidas en la propuesta, los organismos regionales se estarían excediendo en sus atribuciones; y como consecuencia la modificación a la normativa se encontraría al margen de la ley; esto sin mencionar que vulnera el objetivo de la normativa regional que es incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector, pues dentro de la propuesta presentada se limitan en gran manera el ingreso y funcionamiento de generadoras eólicas.”*

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ En el numeral 4.12.2 Telemetría y Pronóstico el literal (d) se aplicaría la normativa de pronóstico centralizado cuando el 10% sumado de solar y eólica supera el porcentaje de 10%.
- ✓ La frase "podrá" permite que sea una opción para que la reserva se puede asignar como propuesto en 4.12.4.c.
- ✓ La determinación del modelo equivalente dinámico y la validación del modelo son con el objetivo de que los mismos sean certificados mediante pruebas en sitio, a fin de representar los mismos en la base de datos que administran los OS/OMS y el EOR, previo a la Autorización para la puesta en servicio del proyecto; no se refiere a la fase de los estudios para la Solicitud de Conexión.
- ✓ Referente al último comentario general de su oficio, se indica que los requerimientos técnicos mínimos no generan limitantes para las Energías Renovables Variables de una magnitud mayor a 5 MW, tal como se propondrá en el documento final en vista que las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas; el pronóstico permite calcular la carga residual (carga menos generación renovable), que se necesita para preparar el despacho de la generación convencional buscando reducir los requerimientos a la reserva operativa. El envío de información de telemetría y pronóstico, es importante tener información en tiempo real, el costo adicional para establecer una comunicación en tiempo real con el OS/OM es adecuado para un proyecto de este tamaño. En cuanto a la capacidad de operación ante desvíos de frecuencia, la generación fotovoltaica y eólica puede operar en el rango de la frecuencia propuesta. Sobre la instalación de equipos y circuitos y equipos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia, se está proponiendo que la reserva faltante se puede asignar como propuesto en que cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER. Respecto a contar con sistemas de almacenamiento que les permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponden, esta es una opción pero el estándar debería ser como indicado anteriormente. Respecto a que deben tener la capacidad de soportar voltaje y suministro de potencia reactiva, es un requerimiento sumamente importante para mantener el voltaje estable y es común aplicado en otros países. Lo relacionado a que deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla, para obtener un desempeño óptimo ante huecos de tensión, también es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de falla; existen resultados de estudios técnicos que apoyan esta justificación.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Referente a adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de "Energías Renovables Variables", una generación "que no es despachable" significa que es una generación que inyecta energía en un nodo de la red eléctrica o sistema de potencia, en

función del recurso o fuente primaria (viento y/o sol) disponible y no en función de un requerimiento del operador del sistema u OS/OM. Sin embargo, en función de los comentarios y observaciones pertinentes que se han recibido, se ha modificado la definición de Energía Renovable Variable, donde se elimina el término "despachable" y "sistemas de almacenamiento"; definiéndola con un sentido más general y de la siguiente forma: a) Generador o Generación con Energía Renovable Variable: Es un Generador o central de generación, que utiliza como fuente energética primaria un recurso natural de característica variable, fluctuante o intermitente en cuanto a la entrega de potencia.

- ✓ Sobre el comentario de las categorías, se señala que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ El desempeño ante huecos de tensión es un requerimiento importante para mantener la red estable en caso de fallas; tomando en cuenta las capacidades reales de las plantas es que estamos de acuerdo en que no deberían aplicarse estos requisitos para plantas de menos de 1MW; sin embargo si es pertinente que los requerimientos mínimos que se indican se apliquen para los generadores categoría B con capacidad mayor a 5 MW.
- ✓ En cuanto a las facultades de la CRIE para emitir la normativa propuesta, se hace saber que de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos, esta Comisión es el ente regulador y normativo del mercado eléctrico regional (MER), que tiene como objetivos generales el hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios y velar por el buen funcionamiento del MER. A este Ente Regulador Regional se le ha facultado para regular el funcionamiento del mercado emitiendo los reglamentos necesarios, adoptar las decisiones para propiciar su desarrollo, regular los

aspectos concernientes a la transmisión y la generación regional y resolver sobre las autorizaciones de conformidad con sus reglamentos, entre otras.

20. GREMIAL DE GRANDES USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA – GGUEE - GUATEMALA

Observaciones de Forma:

- 4.8.1 Paso 1 – Orientaciones al Solicitante, 4.8.2 Paso 2 – Bases de Datos y Premisas Técnicas incisos e) y f), inciso i) en el numeral 4.8.3 Paso 3 – Formato para presentar la Solicitud de Conexión a la RTR, incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4 Base de Datos y Providencias de Trámite, 4.9 Responsabilidades del Ente Operador Regional, 4.10 Responsabilidades de los Reguladores Nacionales, OS/OMS, Agentes Transmisores o Entidades Competentes.

Observaciones de Fondo:

- Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables” y huecos de tensión, 4.8.3 Adición del inciso i), 4.12.1 categorías, 4.12.2. Telemetría y pronóstico.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a las observaciones de forma se indica lo siguiente:

- ✓ Sobre el comentario al numeral 4.8.1, se acoge parcialmente el comentario, en el inciso a) se agregará el medio a través del cual el solicitante podrá solicitar la orientación técnica del proceso a seguir; y en el caso del plazo y la forma que refiere en el inciso b), esto ya está definido en la numeral 4.5.3.4 del Libro III del RMER.
- ✓ Lo referente al medio se refiere a las Premisas Técnicas regionales y el plazo es el indicado de 10 días hábiles; por lo que se acoge parcialmente el comentario agregando al final del párrafo que se hará por medio de las Premisas Técnicas regionales, para que quede más clara la redacción.
- ✓ En cuanto al inciso i) del numeral 4.8.3, se indica por la necesidad de contar con un expediente administrativo completo que incluya no solo la parte técnica del proyecto, sino también los datos de la empresa con la que se está tratando y quien la representa, práctica normal en cualquier país de la región. En cuanto a la observación sobre que se debe especificar si los documentos se deben presentar en copia simple o legalizada se toma en cuenta para realizar el ajuste en el cuerpo de la norma.
- ✓ El plazo para que el EOR se pronuncie ya está establecido y es de 20 días hábiles de conformidad con el numeral 4.5.3.4 del Libro III del RMER.
- ✓ La derogación del inciso d) del numeral 4.8.9 y el inciso c) del numeral 4.10 se derogan debido a que la coordinación del EOR con los OS/OM en el suministro y la actualización de la Base de Datos Regional ya está contemplado en los numerales 3.3.3.1 inciso a); y 3.3.7.1,

ambos del Libro II, que establecen que el EOR solicita y coordina con el OS/OM, el suministro de información para actualizar la base de datos regional.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Respecto a las categorías, se señala que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ En cuanto a la telemetría y pronóstico, se acoge el comentario, por esa razón en la propuesta se excluían pequeñas instalaciones de la categoría A1&A2 menores a 100 kW.

21. ASOCIACION DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELECTRICA – ASCEE - GUATEMALA

Observaciones de Forma:

- Comentarios generales.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a los comentarios generales se indica lo siguiente:

- ✓ Referente a los comentarios generales se aclara que se está considerando aplicar la normativa a los proyectos que se conecten a la RTR y mayores a 5 MW.
- ✓ Estamos de acuerdo en que el requisito de una estación meteorológica para proyectos de generación menores a 100 kW es un costo que puede hacer inviable a un proyecto, por eso se está proponiendo que sea para mayores a 5 MW donde sí se justifica.
- ✓ La regulación vigente con que se opera la RTR y el SER a nivel regional son los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecido a nivel regional, los cuales no han tenido ninguna reforma desde que entró en vigencia la aplicación de los mismos. A la fecha no se tiene ninguna propuesta de parte del EOR y de los OS/OMs de modificar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.
- ✓ Las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas. El costo para pequeñas instalaciones de 100 kW o menor pueden ser significantes y causar que el proyecto no sea económicamente factible, pero para proyectos mayores a 5 MW tal como se está proponiendo si es factible.

22. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA – ICE - COSTA RICA

Observaciones de Forma:

- Comentario General.

Observaciones de Fondo:

- 4.12.1 Categorías, 4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia, 4.12.5. Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva, 4.12.7. Estudios técnicos requeridos.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto al comentario general se indica lo siguiente:

- ✓ El almacenamiento energético adecuado se refiere a instalar equipo adicional (por ej. almacenamiento por medio de baterías u otros equipos que puedan hacer esta función).
- ✓ Se acoge parcialmente el comentario aclarando que efectivamente el inciso 4.12.5.d el ítem i) Control de Voltaje, se refiere a control de tensión mediante inyección de potencia reactiva.
- ✓ Respecto al comentario general de incluir a los equipos de almacenamiento de energía, para que apliquen sobre ellos los mismos requisitos mínimos, se indica que previamente se requiere de mayor experiencia, integración y estandarización de los mismos, por lo que no procede la recomendación al respecto debido a que se sale del alcance de la propuesta. Y en cuanto a ubicar la sección 4.12 al capítulo 16 del libro III y no en la sección 4, como se está considerando esta propuesta de modificación al RMER, la misma es preferible que quede dentro del capítulo 4 por estar relacionada a la conexión de estas tecnologías.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Referente a las categorías se indica que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.
- ✓ Se acoge el comentario de excluir la categoría A3 de hasta 1 MW, así mismo referente al límite de la salida de generación en MW se refiere a la capacidad de generación disponible en MW por lo que se hará el ajuste en el texto de la propuesta final para que quede más claro.
- ✓ Se acepta el comentario de la "periodicidad de al menos de dos años o a solicitud del EOR" lo cual se ajustará la propuesta final; y referente a los modelos de usuario se agregará dicha opción en la propuesta final. Sobre lo referido al concepto de reserva de balance, se recomienda que se revisen todos los conceptos de reserva fuera de esta propuesta de Requerimientos Mínimos propuestos.

23. PARQUE EOLICO – PENONOME – PANAMA

Observaciones de Forma:

- Comentario General.

Observaciones de Fondo:

- 4.12.2. Telemetría y pronóstico, 4.12.4. Regulación primaria de frecuencia.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto al comentario general se indica lo siguiente:

- ✓ Referente al comentario a la propuesta de requerimientos para las Energías Renovables Variables, se especificará en la propuesta final su aplicación a los proyectos nuevos, a partir de qué momento aplicarán los mismos; así como para aquellos casos que están en procesos de licitaciones en diferentes países. La armonización con las normas locales de cada país, es un tema que debe valorar cada entidad responsable de la regulación en cada país.

En cuanto a las observaciones de fondo se indica lo siguiente:

- ✓ Se acoge el comentario de que esta propuesta pueda necesitar un proceso de armonización en algunos países, lo cual es obligación de los OS/OMs establecida en el numeral 1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM, del Libro I del RMER que establece el "Desarrollar las interfaces regulatorias necesarias que permitan compatibilizar la regulación del MER, con la regulación del mercado nacional, y someterla a la aprobación de la instancia respectiva".
- ✓ La aplicación de esta normativa es para los nuevos proyectos, los proyectos que están en trámite se revisarán conforme la normativa regional vigente al momento de su solicitud. Por otra parte, de acuerdo al numeral 16.2.7.6, del Libro III del RMER, todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad. La opción de contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético solo se debe optar, si el OS/OM no puede asignar otras unidades generadoras como propuesto en 4.12.4.c por razones técnicas y/o económicas. Se recomienda optar por la opción 4.12.4 c para que se establezca como un estándar en los países.

24. POLIWATT LIMITADA – EL SALVADOR

Observaciones de Forma:

- Comentarios Generales.

ANÁLISIS CRIE

En cuanto a los comentarios generales se indica lo siguiente:

- ✓ Referente a los comentarios generales se aclara que se está considerando aplicar la normativa a los proyectos que se conecten a la RTR y mayores a 5 MW.
- ✓ Estamos de acuerdo en que el requisito de una estación meteorológica para proyectos de generación menores a 100 kW es un costo que puede hacer inviable a un proyecto, por eso se está proponiendo que sea para mayores a 5 MW donde sí se justifica.

- ✓ La regulación vigente con que se opera la RTR y el SER a nivel regional son los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecido a nivel regional, los cuales no han tenido ninguna reforma desde que entró en vigencia la aplicación de los mismos. A la fecha no se tiene ninguna propuesta de parte del EOR y de los OS/OMs de modificar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.
- ✓ Las estaciones meteorológicas son sumamente importantes para disponer de un pronóstico centralizado para la integración de generación renovable a las redes eléctricas. El costo para pequeñas instalaciones de 100 kW o menor pueden ser significantes y causar que el proyecto no sea económicamente factible, pero para proyectos mayores a 5 MW tal como se está proponiendo si es factible.

4. Conclusiones

Luego de realizado el análisis, las observaciones y recomendaciones pertinentes producto de la Consulta Pública 04-2018 fueron incorporadas en el documento final de la “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC” adjunta al presente informe. No obstante lo anterior, aquellas observaciones o propuestas de modificación fuera del alcance de la iniciativa sometida al proceso de consulta pública, fueron desestimadas.

El objetivo de la presente consulta pública era la incorporación del nuevo contenido en el numeral 4.12 en el Libro III del RMER a denominarse “Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional” y la modificación o ajustes de lo que sea pertinente del Glosario del Libro I y parte de los numerales del 4.7 al 4.13 y el Anexo K, todos del Libro III del RMER; en el marco del Procedimiento para el trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC.

La mayoría de los comentarios presentados fueron observaciones o propuestas de modificación que sugerían un cambio de forma, de fondo y algunos estaban fuera del alcance de la iniciativa sometida al proceso de consulta pública, estos últimos fueron desestimados. No obstante ello, la CRIE ha tomado nota de cada una de ellas para su análisis y de considerarse necesario incorporarlas en una eventual propuesta de ajuste a esta regulación, lo anterior claro está, sin detrimento que los *Agentes, OS/OMs y el EOR* pueden hacerlo según los procedimientos establecidos en el RMER, en el Libro I, numeral 1.8.4.

Es importante mencionar que respecto a la observación de fondo relacionada con las categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas en la versión final del documento, sin embargo es preciso señalar que los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del Sistema Eléctrico Regional (SER) establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, el numeral 16.1.2. inciso j) define los requisitos técnicos para los generadores (centrales eléctricas), que están conectados directa o indirectamente a la Red de Transmisión Regional (RTR), pero excluyen a los generadores que no están conectados directamente a la RTR y tienen una

capacidad instalada inferior o igual a 5MW. Los CCSD establecen que los OS/OMs deben operar su sistema nacional garantizando un funcionamiento seguro y confiable de la RTR (numeral 16.2.1, Libro III del RMER). Este requisito amplía el alcance de la propuesta, porque los criterios relacionados con la frecuencia son parámetros del sistema, independientes del punto de conexión y el nivel de tensión y, por lo tanto, relevantes para todo el SER. Con base en estas consideraciones, la propuesta intentaba dividir recomendaciones para la reglamentación nacional (categoría A) y para la reglamentación regional (categoría B). Por otra parte, se recomendaba definir requisitos alternativos, dependiendo del tamaño de la planta o generador, para evitar costos innecesarios. Por lo tanto, se definían categorías A1, A2, A3 y A4 en el marco de la reglamentación nacional y la Categoría B en el ámbito de la regulación regional. No obstante, considerando las observaciones de fondo relacionada con las Categorías de los generadores, se indica que las mismas serán eliminadas. Con base en lo anterior, se recomienda que en el corto plazo las regulaciones nacionales consideren en sus códigos de red o normativas los requisitos técnicos mínimos dependiendo del tamaño de la planta o generador menores o iguales a 5 MW. La experiencia de otros países ha demostrado que la generación distribuida del orden de 1 MW tiene el potencial de alcanzar valores elevados de integración respecto a la capacidad instalada en el sistema eléctrico. Por lo antes expuesto, no debe perderse de vista la obligación que tienen los OS/OMs de velar por la operación segura de sus sistemas y por tanto es pertinente solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.

Adicionalmente, se hace necesario definir la transitoriedad de las nuevas disposiciones que lleguen a emitirse. En ese sentido se considera que los requisitos contenidos en el numeral 4.12 del Libro III del RMER no debieran aplicar para: (1) aquellas centrales de generación eólica y fotovoltaica instaladas en el SER y en operación, (2) a los nuevos proyectos a construirse, de generación eólica y fotovoltaica que ya han sido adjudicados los contratos de suministro de energía en los diferentes países por medio de procesos de libre concurrencia o licitaciones, y (3) a los nuevos proyectos a construirse de generación eólica y fotovoltaica que tienen en proceso el trámite de la Solicitud de Conexión a la RTR ante la CRIE, lo anterior sin detrimento a la obligación de los respectivos agentes de asegurar, que todas las centrales de generación eólica y fotovoltaica instaladas y en operación, así como los nuevos proyectos a construirse indicados anteriormente, sean construidos y tengan una operación segura, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER.

Se concluye que debe trasladarse a los Reguladores Nacionales los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional, aplicables a centrales de generación eólica y fotovoltaica menores o iguales a 5 MW, los que se encuentran contenidos en el Informe de Revisión de la propuesta sobre “Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional”, con el fin de que se evalúe la posibilidad de integrarlos en sus normativas nacionales.

Por último, se identifica necesario solicitar a los OS/OMs y a los Agentes transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.

5. Recomendaciones

1. Aprobar por parte de la Junta de Comisionados de la CRIE, la propuesta de modificación al RMER denominada “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL (RTR) Y DEL SIEPAC”, misma que se anexa a este informe, la cual incluye los ajustes derivados de las observaciones de forma y de fondo planteadas dentro del procedimiento de consulta pública que se consideraron pertinentes a la luz del alcance de la iniciativa sometida a dicho procedimiento.
2. Así mismo se recomienda con base a las observaciones de forma y de fondo planteadas dentro del procedimiento de consulta pública lo siguiente:
 - ✓ Se establezca que los requisitos contenidos en el numeral 4.12 del Libro III del RMER no debieran aplicar para: (1) aquellas centrales de generación eólica y fotovoltaica instaladas en el SER y en operación, (2) a los nuevos proyectos a construirse, de generación eólica y fotovoltaica que ya han sido adjudicados los contratos de suministro de energía en los diferentes países por medio de procesos de libre concurrencia o licitaciones, y (3) a los nuevos proyectos a construirse de generación eólica y fotovoltaica que tienen en proceso el trámite de la Solicitud de Conexión a la RTR ante la CRIE, lo anterior sin detrimento a la obligación de los respectivos agentes de asegurar, que todas las centrales de generación eólica y fotovoltaica instaladas y en operación, así como los nuevos proyectos a construirse indicados anteriormente, sean construidos y tengan una operación segura, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER.
 - ✓ Se traslade a los Reguladores nacionales los Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional, aplicables a centrales de generación eólica y fotovoltaica menores o iguales a 5 MW, los que se encuentran contenidos en el Informe de Revisión de la propuesta sobre “Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional”, con el fin de que en el corto plazo evalúe la posibilidad de integrarlos en sus normativas nacionales.

- ✓ Solicitar a los *OS/OMs* y a los *Agentes* transmisores que en cumplimiento de sus obligaciones y facultades como operadores y agentes del Mercado Eléctrico Regional, derivadas del Tratado Marco, sus Protocolos, el RMER y demás instrumentos complementarios adopten las medidas que sean necesarias para operar la generación distribuida de centrales de generación eólica y fotovoltaica conectada en niveles de baja o media tensión o almacenamiento de energía a nivel de distribución, preservando la calidad, seguridad y desempeño del SER.