

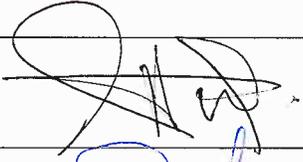


**COMISIÓN REGIONAL DE  
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

[www.crie.org.gt](http://www.crie.org.gt)

**Informe Extraordinario de Diagnóstico del MER  
Procedimiento para el trámite de Solicitudes de Conexión a la  
Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC**

**Informe No. GT-63-2018 / GJ-90-2018**

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

**Ciudad de Guatemala  
12 de julio de 2018**

## INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNÓSTICO DEL MER

### Índice de Contenido

1.	ANTECEDENTES.....	2
2.	MARCO ESTRATÉGICO.....	3
3.	EVALUACIÓN.....	3
4.	RECOMENDACIONES.....	7



---

## 1. ANTECEDENTES

1. Mediante el Informe de Regulación del MER extraordinario (IRMER-E01-2017), del 22 de marzo de 2017, el Ente Operador Regional (EOR) presentó a esta Comisión la Propuesta Regulatoria denominada *“Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional”*.
2. Mediante la Resolución No. CRIE-29-2018, emitida el 15 de febrero de 2018, se aprobó la modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- con la adición de las Definiciones y Nomenclaturas al Libro I y Adicionar los Apartados 4.7 al 4.13 y un Anexo K al Libro III del RMER, referidos al Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC.
3. Mediante Acuerdo de Junta de Comisionados No. CRIE-14-114, la Junta de Comisionados de la CRIE acordó lo siguiente:
  - “a) Autorizar a la CRIE para que utilice el ofrecimiento de la cooperación técnica del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica (GIZ- 4E).*
  - b) Encomendar al Secretario Ejecutivo de la CRIE para que remita a la Cooperación Alemana (GIZ), en el marco del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica (GIZ- 4E), los Términos de Referencia de Contrato de Prestación de Servicios Profesionales, para que se ejecute la Consultoría de cooperación técnica no reembolsable, con el objetivo de la consultoría indicado en el informe No. GT-2017-15 del 20 de abril de 2017.”*
4. El 5 de abril de 2018, el Consultor de la firma M.P.E. (Moeller & Poeller Engineering), presentó 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”*, contratado por GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH - Corporación Alemana para la Cooperación Internacional), por medio de cooperación técnica no reembolsable, en el marco del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica (GIZ- 4E) fase II; siendo dicho informe revisado por el equipo técnico de la CRIE y tomando en cuenta los comentarios y observaciones del EOR y OS/OMs de la región.

---

## 2. MARCO ESTRATÉGICO

1. En la VI Reunión Conjunta CDMER-CRIE-EOR, efectuada el 11 de diciembre de 2015, se acordó lo siguiente: *“ACUERDO 1: Aprobar el Plan Estratégico Regional del MER y encomendar a las administraciones del CDMER, CRIE y EOR, desarrollar los planes detallados de ejecución e informar de forma trimestral de los avances logrados”*.
2. El Plan Estratégico Regional del MER establece como uno de sus temas estratégicos, *“2.2 DESARROLLAR E IMPLEMENTAR PLENAMENTE LA REGULACION REGIONAL”*, dentro del cual se estableció como uno de los aspectos claves involucrados: *“La revisión y consolidación de la regulación regional vigente, bajo un solo cuerpo normativo unificado, sólido y predecible.”*
3. Mediante la Resolución CRIE-78-2016 del 15 de diciembre de 2016, se aprobó el Plan Estratégico Institucional de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica 2017 – 2021, dentro del cual se estableció como uno de sus objetivos estratégicos el *“Contribuir desde el ámbito regulatorio a la disponibilidad y confiabilidad de la RTR, para maximizar la capacidad de transferencia e intercambio entre los países”*, y dentro de éste la siguiente acción estratégica: *“Actualizar la normativa para el acceso de instalaciones al SER para el funcionamiento confiable de la RTR”*.
4. Por su parte, en el Plan Anual Operativo de la CRIE, se tiene programado para este año 2018, consolidar dentro del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), los *“Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional”*.

---

## 3. EVALUACIÓN

El Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional se encontraba disperso en varias resoluciones de la CRIE<sup>1</sup>. Finalmente, por medio de la Resolución CRIE-29-2018, emitida el 15 de febrero de 2018, se integró dicha regulación al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER- con la incorporación de Definiciones y Nomenclaturas al Glosario del Libro I del RMER y se adicionaron los Apartados 4.7 al 4.13 y un Anexo K al Libro III del RMER, referidos al Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC.

Durante el proceso de la Consulta Pública 05-2017 que dio origen a la Resolución CRIE-29-2018, se plantearon comentarios y observaciones de forma y fondo, que hacen necesario considerarlos dentro del presente Informe de Diagnóstico y de la propuesta de modificación al RMER consistente

---

<sup>1</sup> Resolución CRIE-P-03-2014, la cual se modificó mediante resoluciones CRIE-42-2016, CRIE-57-2016, CRIE-62-2016, CRIE-77-2016 y CRIE-02-2017.

en agregar dos definiciones al Glosario del Libro I y modificar algunos numerales de los apartados del 4.7 al 4.13 y el Anexo K del Libro III, referidos al Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC.

De conformidad con los comentarios y observaciones presentados dentro del proceso de consulta pública 05-2017, se identifica que resulta necesario 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, en los siguientes términos:

- a) Adicionar al Glosario del Libro I del RMER, las definiciones de “Energías Renovables Variables” y “huecos de tensión”;
- b) Modificar en el numeral 4.7.1, el contenido del texto para una mejor claridad del objetivo.
- c) Derogar un párrafo del texto del numeral 4.8 para ser 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;
- d) Modificar el numeral 4.8.1 en cuanto a la redacción para que facilite una mejor comprensión y entendimiento de lo escrito en el procedimiento;
- e) Modificar el numeral 4.8.2 incisos e) y f) se elimina el Anexo K.2 con base a que el EOR ha venido preparando las premisas técnicas en un formato y estructura que no ha producido ningún inconveniente y por tanto no se considera necesario que se establezca en el RMER una guía de ejemplo y por otra parte, se hace necesario hacer consistente lo indicado para proyectos de generación o demanda de hasta 10 MW de capacidad, con lo que establece el numeral 17.7.1 del Libro III del RMER, adicionado mediante la Resolución CRIE-02-2017;
- f) Modificar el numeral 4.8.3 inciso g), adicionando lo referente a los proyectos que soliciten conectarse a la Línea SIEPAC, de que se debe cumplir con los requerimientos específicos indicados en el numeral 4.13;
- g) Adicionar un nuevo inciso i) en el numeral 4.8.3, ya que es importante requerir la presentación del poder de representación del representante legal de la entidad Solicitante o desarrollador del proyecto y copia de su identificación personal.
- h) Modificar los incisos a), e) y f) del numeral 4.8.4; para una mayor claridad y que el EOR no recomendará la aprobación de la conexión a la RTR si se reduce la capacidad operativa de la RTR.
- i) Derogar el inciso d) del numeral 4.9 para hacerlo consistente con lo establecido en el numeral 4.8.4 inciso a) del Libro III y el numeral 3.3.3.1 inciso a) y 3.3.7.1, ambos del Libro II que establece que el EOR solicita y coordina con el OS/OM, el suministro de información para actualizar la base de datos regional;
- j) Derogar el inciso c) del numeral 4.10 para hacerlo consistente con lo establecido en el numeral 4.8.4 inciso a). Adicionalmente con lo que establece el numeral 4.8.2 inciso d), donde para establecer la coordinación de las premisas técnicas no se refiere a otras entidades. Además con lo que establece el RMER en el numeral 3.3.3.1 inciso a) y 3.3.7.1, ambos del Libro II que establece que el EOR solicita y coordina con el OS/OM, el suministro de información para actualizar la base de datos regional;
- k) Modificar la redacción del numeral 4.11.1 inciso b), tomando en cuenta que el EOR coordina la revisión del Diseño Técnico de Detalle, no coordina el programa de revisión.

- 1) Modificar lo establecido en el numeral 4.12 del Libro III del RMER referido a los “*Criterios técnicos adicionales a incorporar en la realización de los Estudios Eléctricos que realicen los solicitantes que tramiten solicitudes de conexión a la RTR sobre Proyectos de Energías Renovables Variables*”, considerando como punto de partida lo propuesto por el EOR en su informe de Regulación del MER IRMER-E01-2017 que contiene los “*Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el sistema eléctrico regional*”; la cual fue producto de revisión y consenso entre el EOR y los OS/OMs contando con la asesoría del Laboratorio PNNL; propuesta que a su vez ha sido revisada y mejorada por el equipo técnico de la CRIE con el apoyo de un Consultor experto Alemán que fue contratado por la cooperación alemana GIZ por medio de cooperación técnica no reembolsable en el marco del Programa Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica (GIZ- 4E) fase II.

Además sobre este último inciso es importante señalar que debido a que la generación renovable variable (eólica y fotovoltaica) tiene características particulares constructivas y de operación, respecto a la generación síncrona convencional; y que su instalación tiene impactos importantes en el SER, se hace necesario incorporar a la regulación regional, los aspectos técnicos y normativos que permitan la operación confiable del SER y el desarrollo de la generación renovable basada en fuentes variables o intermitentes como el sol y el viento. El incorporar a la regulación regional “*Los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional*” permitirá 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.
- 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.

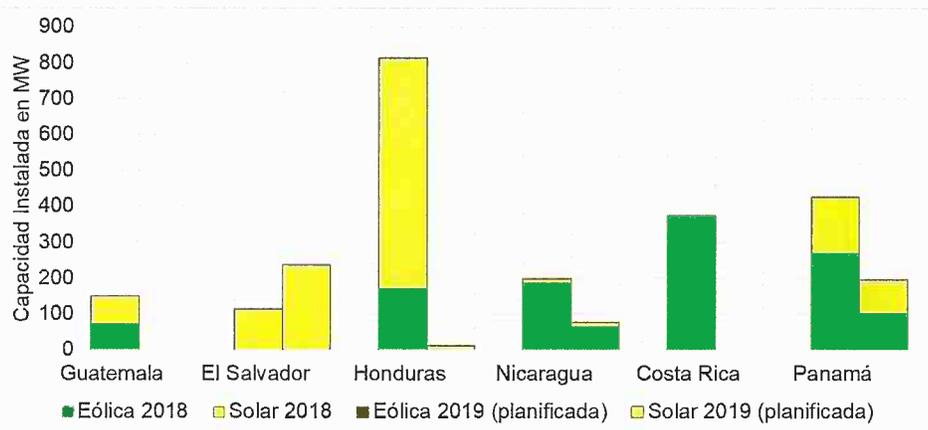
Por lo anterior se ha identificado la necesidad de remozar la normativa regional referida a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional. En ese sentido se tiene que en los últimos años desde que se han venido impulsando e instalando nuevos proyectos de generación limpia basados en recursos como el sol y el viento 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 (eólica y solar fotovoltaica).



Al respecto, la CRIE hizo un primer esfuerzo y aprobó la primera normativa regional específica complementaria a lo que está establecido en el RMER referente a las Energías Renovables Variables mediante la resolución CRIE-42-2016 del 21 de julio de 2016, donde se establecieron los primeros “*Criterios técnicos adicionales a incorporar en la realización de los estudios eléctricos que realicen los solicitantes que tramiten solicitudes de conexión a la RTR sobre proyectos de energías renovables variables.*”. El contenido de dicha resolución fue integrado al RMER mediante resolución CRIE-29-2018.

Es importante mencionar que la capacidad de generación disponible instalada en el Sistema Eléctrico Regional (SER) al mes de enero de 2018 es de 16,731 MW, de los cuales con respecto a este total, el 44% corresponde a centrales de generación renovable convencional, entre estas hidroeléctricas y geotérmicas; otro 44% lo componen centrales térmicas de Fuel Oil, Cogeneradoras, Carboeléctricas y Gas Natural, y el 12% restante lo compone la generación de Energías Renovables Variables (ERV) entre ellas eólicas y solares fotovoltaicas. La generación actual disponible de ERV asciende a 2,079 MW, en comparación con la carga o demanda de potencia total máxima esperada de 8,800 MW para el año 2018 representa un porcentaje de 23.6%.

Figura 1: Capacidad disponible de ERV en América Central y planificada al año 2019

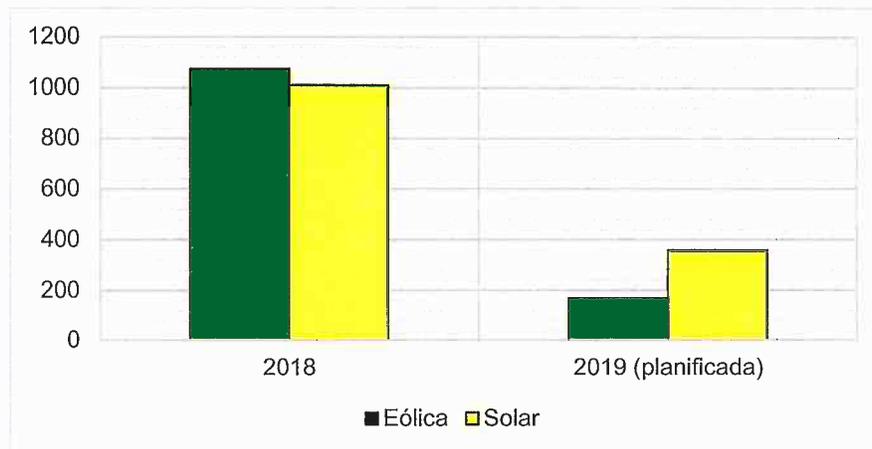


Fuente: Ente Operador Regional (EOR). (2018, 15 de enero). Planeamiento Operativo de América Central 2018-2019.

Figura 2: Capacidad total en MW disponible de ERV en el SER y planificada al año 2019

*Ed*

*TMS*



Fuente: Ente Operador Regional (EOR). (2018, 15 de enero). Planeamiento Operativo de América Central 2018-2019.

Se espera que en el mediano y largo plazo la penetración de las Energías Renovables Variables continúe aumentando hasta poder duplicarse la capacidad disponible actual según estudios realizados en esta materia, por lo que se muestra necesario complementar y mejorar aún más la normativa regional sustituyendo el contenido del numeral 4.12 en el Libro III del RMER referido a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional.

Tanto 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., se hace necesario realizar las modificaciones o ajustes a la regulación regional para efectos de facilitar reglas más claras de procedimientos y criterios, en los términos indicados en este informe, 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 lo antes referido al RMER.

#### 4. RECOMENDACIONES

1. Se publique en la web, el presente Informe de Diagnóstico de conformidad con lo establecido en el numeral 2.3.2.4 del Libro I del RMER.
2. De conformidad con lo establecido en el apartado 1.8.4 del Libro I del RMER y el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE, se modifique el RMER en los términos indicados en el Anexo 1 del presente Informe.

*P* *ed*

## ANEXO 1

### Procedimiento para el trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SIEPAC

## PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL RMER

### I. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL LIBRO I DEL RMER:

1. **Adicionar las siguientes definiciones:**

*Energía Renovable Variable:* Es una fuente renovable de energía, tal como la energía fotovoltaica o eólica, que no es despachable y no incluye sistemas de almacenamiento.

*Hueco de tensión:* Es una reducción brusca de la tensión medida en el punto de interconexión.

### II. PROPUESTA DE 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. **Derogar del numeral 4.8, el siguiente párrafo:**

Previo a que se realicen los estudios técnicos y se establezcan las premisas técnicas regionales, el Solicitante deberá tomar en cuenta el tipo, el tamaño y la ubicación del proyecto; adicionalmente, deberá considerar el listado de contingencias a evaluar dependiendo de la ubicación del Proyecto, el horizonte de los estudios, los escenarios a evaluar, los criterios técnicos, la normativa a evaluar y el contenido de los estudios técnicos según la Etapa.

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

#### 4.8.1 Paso 1 – Orientaciones al Solicitante

ed  
ju

- a) 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 y al OS/OM del país donde se pretende realizar la conexión, a fin de que los estudios eléctricos se desarrollen de forma completa e integral.
- b) 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.

**5. Modificar los incisos e) y f) del numeral 4.8.2, 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. El Solicitante en caso de ser necesario podrá coordinar con el EOR, para homologar las premisas regionales, siempre que se cumpla con las premisas técnicas remitidas por los OS/OM en la actividad e).

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.

**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.

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

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

*Ed*  
*JA*

i) Presentar el poder de representación legal de la entidad Solicitante o desarrollador del proyecto y copia de su identificación personal.

**8. Modificar el inciso a) del numeral 4.8.4, para que se lea así:**

a) 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 con la previa confirmación de la actualización del respectivo OS/OM, 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.

**9. Modificar el inciso e) del numeral 4.8.4, para que se lea así:**

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.

**10. Modificar el inciso f) del numeral 4.8.4, para que se lea así:**

f) 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, considerando lo siguiente:

- i. Si la reducción de la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR limita las Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control del SER, paralelamente a la implementación de Esquemas de Control Suplementarios para limitar la operación del proyecto, que mitiguen los efectos de la conexión de un Agente, debe iniciarse el proceso de ampliación a la RTR siguiendo los procedimientos establecidos en la regulación regional y en la regulación nacional que corresponda.
- ii. Si la conexión de un Agente reduce la Capacidad Operativa de la RTR pero no afecta las Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control del SER, la congestión debiera ser resuelta conforme la regulación nacional correspondiente.

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.



**11. Adicionar un nuevo inciso g) al numeral 4.8.4 que se lea así:**

g) 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, de acuerdo a los incisos a) y b) del presente numeral; la cual deberá presentar directamente al EOR con copia a la CRIE, Agentes Transmisores y OS/OM 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.

**12. Derogar del numeral 4.9 el inciso d):**

El EOR deberá coordinar con los OS/OMS, los Agentes Transmisores o la entidad competente el suministro de la Base de Datos Regional al Solicitante para la realización de los estudios técnicos que acompañaran a la solicitud de conexión a la RTR.

**13. Derogar del numeral 4.10, el inciso c):**

Coordinarán con el EOR la actualización de las bases de datos y la elaboración de las premisas técnicas necesarias para que el Solicitante desarrolle los estudios eléctricos.

**14. 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.

**15. 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 Categorías**

a) Categoría A (Regulación nacional): Generadores o plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada menor a 5 MW.



- Categoría A1: 0 - 13.8 kW:
- Categoría A2: 13.8 kW - 100 kW
- Categoría A3: 100 kW - 1 MW
- Categoría A4: 1 MW - 5 MW

- b) Categoría B (Regulación regional): Generadores o plantas generadoras que estén conectadas directamente a la RTR o que posean una capacidad instalada mayor o igual 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. Se excluyen de este requerimiento las pequeñas instalaciones de la categoría A1 y A2.
- 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. Límite de la salida de generación 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/m<sup>2</sup>).
- 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. Se excluyen de este requerimiento las pequeñas instalaciones de la categoría A1 y A2.
- d) Los OS/OM, deberán disponer de un pronóstico centralizado de la generación eólica y fotovoltaica, cuando la capacidad instalada de esta generación, represente al menos

*Ed*  
*J*  
*MA*

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:
  - Pronóstico para el día siguiente, con resolución de una hora.
  - 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.

*Handwritten signatures and initials:*  
A large stylized signature, possibly 'ED', and a blue initial 'JR'.

#### 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.

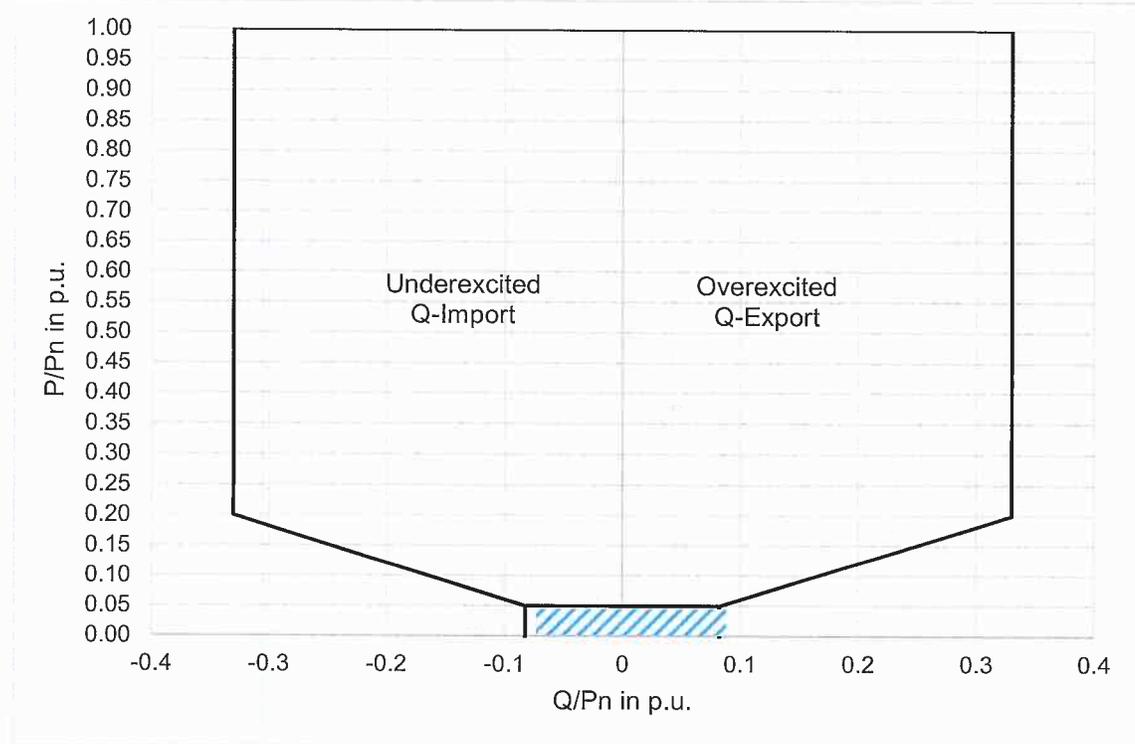


Figura 1 - Capacidad de potencia reactiva a voltaje nominal en el punto de conexión

Donde:

- i. La característica PQ se aplica a voltaje nominal.
- ii. 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).

*ED*

*JA*

- 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.

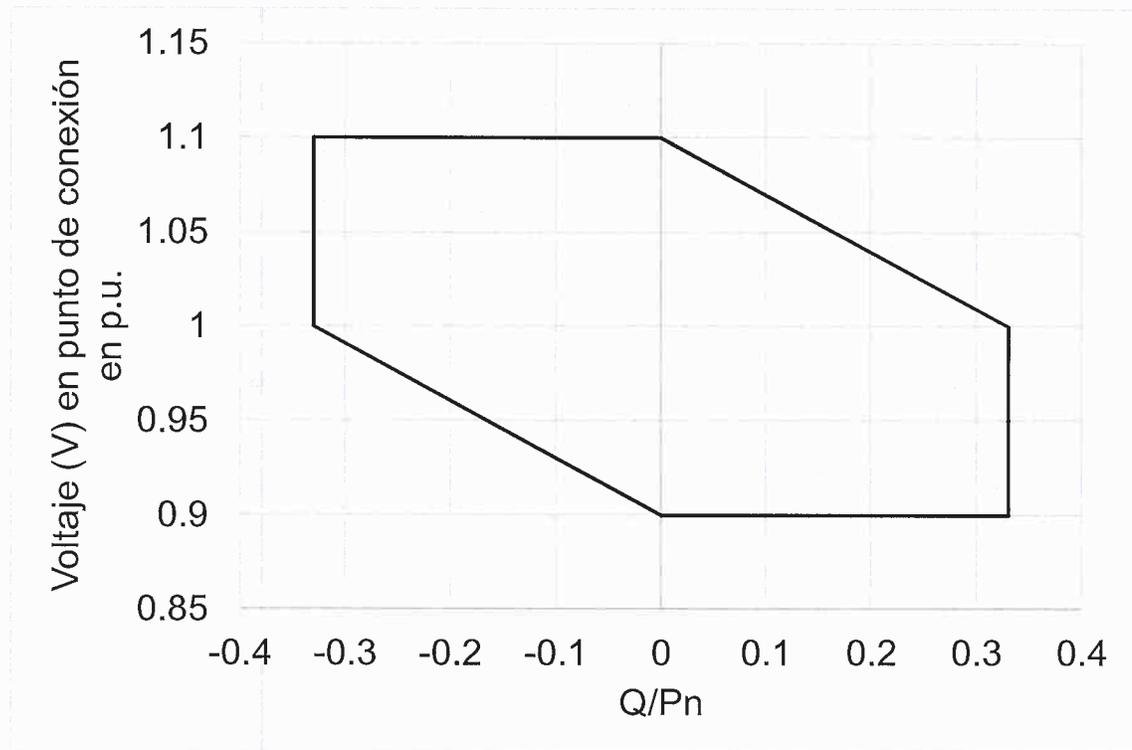


Figura 2 - Curva de capacidad de potencia reactiva como una función del voltaje en el punto de conexión.

- b) Al menos el 50% del rango de potencia reactiva de las centrales de generación eólica y fotovoltaica, 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:
- **T<sub>0</sub>**: Tiempo máximo para iniciar la respuesta de regulación de tensión.
  - **T<sub>settling</sub>**: 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.

*JED*

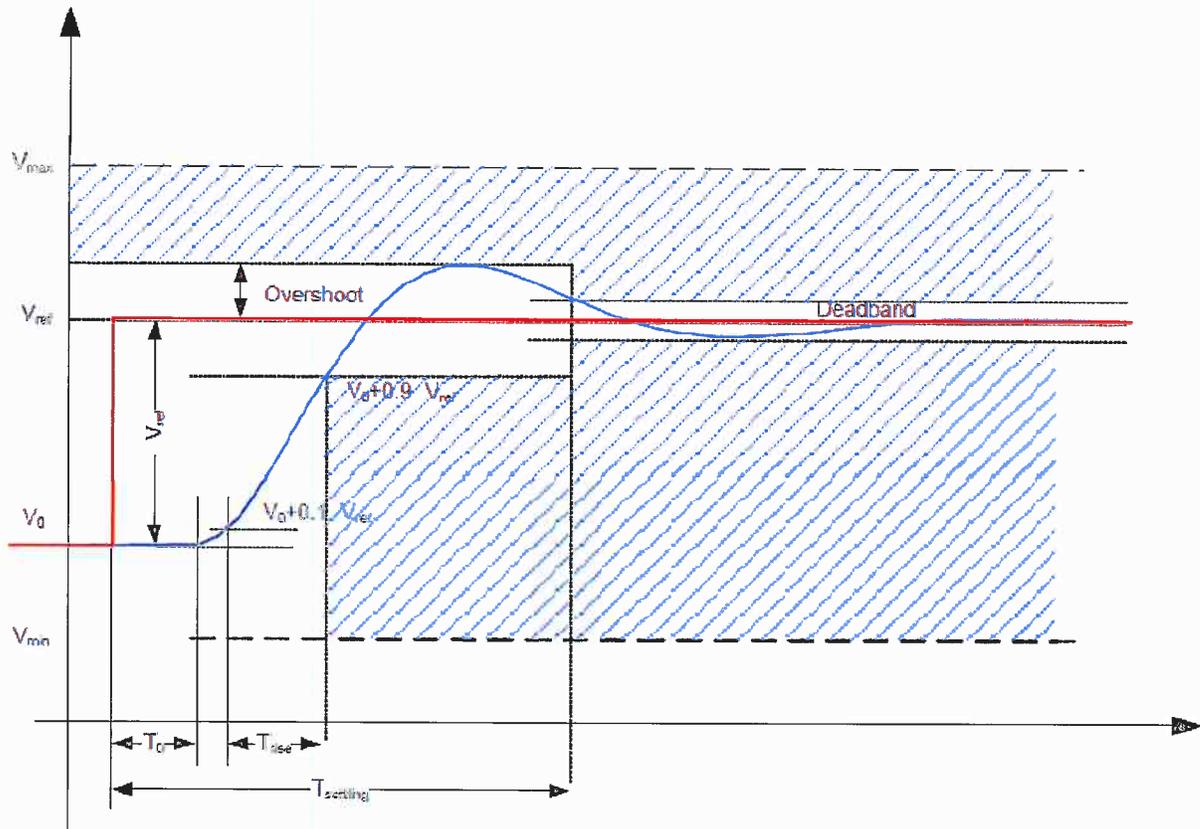


Figura 3 – Característica de desempeño dinámico del control de tensión de las centrales de generación eólica y fotovoltaica

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.
- 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.

9 Ed

#### 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 que más se adapte al comportamiento real de los equipos a ser instalados, 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 aprobado por el EOR.

7 Ed

59

b) Estudio de requerimientos de reserva de regulación:

i. Cada OS/OM deberá realizar, con una periodicidad de dos años, 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 eólica y fotovoltaica 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 eólica y fotovoltaica, 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 requieran.

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 4.14.2.b).
- vi. Prueba de control de potencia activa y reactiva.
- vii. Prueba de modos de control de voltaje como se requiere en la sección 4.14.5.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.

**16. 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. PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LOS NUMERALES DEL ANEXO K DEL LIBRO III DEL RMER:**

**17. Modificar 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
ra ción	Paso 1 – Orientación al		<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>

*Ed*  
*me*

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	Solicitante						
	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					
<b>Etapa 1: Solicitud de Conexión a la RTR</b>	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		

9 ed



	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	OS/OM y AT presentan al EOR informe de evaluación y emiten su aceptación a la solicitud de conexión.				X	X	
	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,		X				

*Ed*  
*ma*

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	OS/OM y AT						
<b>Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle</b>	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			
<b>Etapa 3: Autorización Puesta en Servicio. Ajustes previos de Equipos y Sistemas</b>	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 autorización de conexión.	X			X		
	Presenta al EOR, OS/OM y AT el Programa de Pruebas	X					
	Realización de	X		X	X	X	

*Ed*  
*JMS*

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	Pruebas. Deben ser exitosas. Ajustes finales sistemas de comunicación, control, protección y medición.						
	Autorización de la Puesta en servicio			<b>X</b>			

**18. Derogar el actual numeral K.2 del Anexo K.**

**19. Modificar la numeración del actual numeral K.3 del Anexo K, por K.2.**

*ed*  
*g*  
*ms*