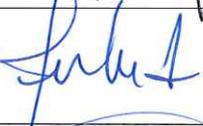


COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME GJ-80-2017 / GT-78-2017

INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNOSTICO

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

NOMBRE	FIRMA
José Linares	
Edgar de Asis	
Juan Manuel Quesada	
Patricia Mayorga	

**Ciudad de Guatemala - Guatemala
06 de diciembre de 2017**

1. ANTECEDENTES

1. Mediante la resolución CRIE-P-03-2014 del 18 de febrero de 2014, se aprobó el Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR), con el objetivo de establecer un mecanismo que permita al EOR y las entidades responsables en cada país, realizar una coordinación más efectiva y eficaz, en la gestión de las solicitudes de conexión y en el procedimiento de acceso a la RTR; así como, facilitar que el Solicitante realice un solo Estudio Técnico de acceso a la RTR, considerando los alcances de la regulación nacional y regional, utilizando una base de datos actualizada por el EOR y por la entidad responsable en cada país, así como las premisas técnicas regionales y nacionales.
2. Mediante resolución CRIE-42-2016 del 21 de julio de 2016, se establecieron 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.”*
3. Mediante resolución CRIE-57-2016 del 22 de setiembre de 2016, se reformó el Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la RTR, con el fin de hacer más eficiente y eficaz dicho procedimiento estableciendo plazos, responsabilidades y periodos de validez en lo que compete a la base de datos regional y premisas técnicas que entrega el EOR al Solicitante.
4. Mediante resolución CRIE-62-2016 del 20 de octubre de 2016, se modificó el Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la RTR, adicionándosele los Requerimientos Específicos de Conexión a la Línea SIEPAC.
5. Mediante resolución CRIE-77-2016 del 14 de diciembre de 2016, se resolvió declarar parcialmente con lugar el recurso interpuesto por la Empresa Propietaria de la Red (EPR) en contra de la resolución CRIE-62-2016, adicionándose al numeral 4, inciso b) del apartado 9.4, de los Requerimientos Específicos de Conexión a la Línea SIEPAC; el siguiente texto: *“El interesado o agente, deberá diseñar el sistema de control de la subestación, de forma que permita el monitoreo por parte de la EPR de las alarmas y protecciones operadas durante una falla”*.
6. Mediante resolución CRIE-02-2017 del 26 de enero de 2017, se modificó el *“Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional - RTR-, contenido en el RMER y en la Resolución CRIE-P-03-2014.”*; con el objetivo de a) Adicionar al Capítulo 17, del Libro III del RMER, una sección denominada: 17.7 Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR; b) Modificar los incisos ii) y iii), del literal b) del numeral 4.5.4.1 del Libro III del RMER referente a la aprobación del Diseño Técnico de Detalle; y, c) Modificar el numeral 5.4 y la Tabla 2 del numeral 3. Procedimiento de Acceso a la RTR de la Resolución CRIE-P-03-2014.



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 *“Promover la mayor convergencia y armonización de los reglamentos nacionales de los países miembros del MER con los reglamentos regionales.”*, y dentro de éste la siguiente acción estratégica: *“AE.3.1 Consolidar la regulación en un solo cuerpo normativo.”*
4. Para dar cumplimiento al referido marco estratégico, se han identificado las siguientes cuatro iniciativas de revisión y convergencia regulatoria, referidas a los siguientes temas:
 - Procedimiento de conexión a la RTR.
 - Procedimiento de aplicación del régimen sancionatorio.
 - Procedimiento de atención de solicitudes ante la CRIE.
 - Procedimiento de consulta pública
5. De conformidad con lo establecido en el Plan Anual Operativo de la CRIE, se tiene programado para este año 2017, consolidar dentro del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR).

3. EVALUACION

El Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional fue concebido como normativa complementaria a las disposiciones contenidas en la Sección 4 del Libro III del RMER y se encuentra establecido en la resolución CRIE-P-03-2014, mismo que ha sido modificado en cinco ocasiones mediante resoluciones CRIE-42-2016, CRIE-57-2016, CRIE-62-2016, CRIE-77-2016 y CRIE-02-2017, modificaciones que han permitido contar a la fecha con un procedimiento cada vez más claro, eficiente y eficaz, que ha respondido a las necesidades que el Mercado ha venido presentado.

han permitido contar a la fecha con un procedimiento cada vez más claro, eficiente y eficaz, que ha respondido a las necesidades que el Mercado ha venido presentado.

Más recientemente, se está evaluando la propuesta presentada por el Ente Operador Regional denominada: “*Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional*”, contenida en su Informe de Regulación del MER extraordinario (IRMER-E01-2017).

No obstante lo anterior, a la fecha no se ha identificado una propuesta de mejora puntual al procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la RTR, de ahí que se considera que con el fin de responder a las iniciativas estratégicas establecidas en el Plan Estratégico Regional y el Plan Estratégico Institucional de la CRIE 2017-2021, de consolidar en un solo cuerpo normativo la regulación regional, así como facilitar a los Agentes del Mercado Eléctrico Regional e interesados su actuación, poniendo a su disponibilidad normativa que se encuentra de fácil acceso; es posible incorporar el referido Procedimiento para el trámite de solicitudes de conexión a la Red de Transmisión Regional al RMER.

4. RECOMENDACIONES

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

1

ANEXO I

INFORME EXTRAORDINARIO DE DIAGNOSTICO

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

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER ADICIÓN DE LOS APARTADOS DEL 4.7 AL 4.14 Y ANEXO K DEL LIBRO III

4. Coordinación del Libre Acceso

Adición contenida en la Resolución CRIE-P-03-2014:

4.7 Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional –RTR-

4.7.1 Glosario

Definiciones:

Diseño Básico de las Instalaciones: Esquema que contiene la descripción técnica general de las instalaciones y características de equipos que componen el proyecto, que consideran los criterios de diseño establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

Diseño Técnico de Detalle: Esquema que contiene las características del equipo a instalar, criterios para el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección, usualmente se refiere también a los planos “como construido” más relevantes respecto de los componentes eléctricos involucrados en la instalación.

Entidad Competente: es la responsable de actualizar la Base de Datos del Sistema Eléctrico Nacional de su país con base a información de los Agentes, para que se utilice en los estudios eléctricos del acceso a la RTR y en los estudios de seguridad operativa establecidos en el numeral 5.2 del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional; así como, de enviarla al OS/OM de su país para la revisión y validación correspondiente.

Estudios Eléctricos o Técnicos: Análisis de flujos de carga, cortocircuitos, estabilidad transitoria, transitorios electromagnéticos entre otros que son formulados en el Capítulo 16, 17 y 18 del Libro III del RMER y que son realizados con un programa de simulación de sistemas eléctricos.

Línea de Interconexión: Línea de transmisión que sirve de enlace entre países.

Premisas Técnicas: Son las proposiciones técnicas que prepara el OS/OM o Entidad competente (respecto a la normativa nacional) y el EOR (respecto a la normativa regional), antes de la elaboración de los estudios eléctricos relacionados con una solicitud de conexión a la RTR, que deberán ser entregadas al Solicitante en un formato concebido para este fin.

Solicitante: Agente o desarrollador que solicita la conexión de su proyecto a la RTR.

Nomenclaturas:

AT: Agente Transmisor.

RN: Regulador Nacional.

TA: Trámite Administrativo.

4.8 Objetivos del Procedimiento

4.8.1 Objetivo General

Facilitar al interesado o desarrollador de un proyecto, efectuar las gestiones 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.

4.8.2 Objetivos Específicos

- a) Establecer un mecanismo que permita al EOR y las entidades responsables en cada país, realizar una coordinación más efectiva y eficaz, en la gestión de las solicitudes de conexión y en el procedimiento de acceso a la RTR.
- b) Facilitar que el Solicitante realice un solo Estudio Técnico de acceso a la RTR, considerando los alcances de la regulación nacional y regional, utilizando una base de datos actualizada por el EOR y por la entidad responsable en cada país, así como las premisas técnicas regionales y nacionales.

4.9 Procedimiento de Acceso a la RTR

El Solicitante deberá realizar los estudios técnicos detallados en la Tabla 1 que se muestra a continuación, según la etapa del procedimiento en que se encuentre. En el caso de la presentación de la Solicitud de Conexión a la RTR, el Solicitante sólo deberá presentar los estudios correspondientes a la Etapa 1.

Tabla 1 - Estudios Técnicos Reglamentados en el RMER por Etapas

Tipo de Estudios (17.3, 17.4 y 17.5, Libro III)	Etapa 1: Solicitud de Conexión a la RTR. Estudios Eléctricos del Acceso a la RTR	Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle	Etapa 3: Autorización de la Puesta en Servicio. Ajustes Previos de Equipos y Sistemas
Estudios de Flujos de Cargas			
Estudios de Cortocircuito			

Estudios de Estabilidad Transitoria y Dinámica			
Estudios de Transitorios Electromagnéticos			
Estudios de Ajustes del Equipamiento			
Diseño Básico de las Instalaciones			

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.

Se establece en la tabla 2 el conjunto de actividades que deberán ser coordinadas y articuladas para que dicho procedimiento se desarrolle de forma más eficiente y en el menor tiempo posible; así mismo, se detallan las tareas, actividades y las responsabilidades de cada uno de los actores nacionales y regionales que intervienen en dicho procedimiento.

Tabla 2 -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						
	Paso 2 – Base de Datos y Premisas Técnicas (26 días hábiles)						
	Elaboración de Estudios Eléctricos por parte del Solicitante						
	Paso 3 - Formato para presentar la solicitud de acceso a la						

[Handwritten signature and initials]

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	RTR. (Presentación a CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR)						
Etapa 1: Solicitud de Conexión a la RTR	Se abre Expediente (TA) para encomendar al EOR análisis técnico de la Solicitud.						
	Reunir información faltante. Envío a la CRIE si aplica						
	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						
	OS/OM y AT presentan al EOR informe de evaluación y emiten su aceptación a la solicitud de conexión.						
	Remite a la CRIE la autorización, permiso o concesión						
	Evaluación de informe del EOR y verificación de						

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	cumplimiento.						
	Consulta al Regulador Nacional (RN) si acepta o hará observaciones a la Solicitud de Conexión.						
	El RN o la Entidad competente envía a la CRIE su aceptación o hace observaciones						
	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						
Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle	Elaboración y envío de Diseño Técnico de Detalle						
	Evaluación del EOR, AT y OS/OM del Diseño Técnico de Detalle						
	Elaboración por el EOR de Informe con recomendación a la CRIE						
	“Aprobación final del Diseño Técnico de Detalle”, le						

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

4.9.1 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 y la CRIE, a fin de que los estudios eléctricos se desarrollen de forma completa e integral, incluyendo los estudios técnicos requeridos por la normativa nacional y los estudios requeridos por la normativa regional. En caso de que los

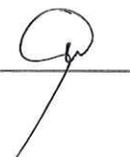
estudios se encuentren incompletos, el EOR podrá solicitar posteriormente un complemento a dichos estudios en el ámbito regional.

Adicionalmente, el Solicitante podrá obtener la información del procedimiento a seguir con las entidades competentes en cada país del procedimiento de acceso a la RTR y de los requerimientos que establecen las regulaciones nacionales y regionales.

4.9.2 Paso 2 – Bases de Datos y Premisas Técnicas

Se establece el mecanismo de coordinación entre el EOR, OS/OMS, Agentes Transmisores nacionales, para la elaboración de las premisas técnicas regionales y la entrega de la Base de Datos Regional para el desarrollo de los estudios eléctricos:

- a) El EOR debe tener disponible en su página web la información requerida que debe acompañar las solicitudes de premisas y Base de Datos Regional, la cual deberá considerar las características del proyecto, ubicación del punto de conexión, fecha de puesta en operación, así como la documentación legal que corresponda.
- b) El Agente interesado o Solicitante que pretenda conectar un proyecto a la RTR deberá presentar su solicitud al EOR de acuerdo a lo establecido en el literal a).
- c) El EOR, dará respuesta a la solicitud de Base de Datos Regional y premisas técnicas regionales, en un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la recepción de la solicitud. En el caso que la solicitud cumpla con los requisitos de acuerdo al literal a), el EOR responderá al solicitante, informando la aceptación de la solicitud y adjuntando el documento de Aceptación de Términos de Uso de la Base de Datos Regional, el cual deberá ser completado y firmado por el Solicitante. En el caso que la solicitud no cumpla con lo establecido en el literal a), el EOR responderá al Solicitante indicándole los requerimientos faltantes y quedando suspendido el trámite, hasta que el Solicitante solvente lo observado por el EOR.
- d) El EOR en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles, a partir de que haya informado al solicitante la aceptación de su solicitud de premisas técnicas y de la Base de Datos Regional, coordinará con el OS/OM la preparación de los alcances de las premisas técnicas nacionales y regionales, para los estudios eléctricos de conexión a la RTR.
- 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. Para realizar las premisas podrán utilizar de guía el ejemplo incluido en el numeral 7 de este procedimiento.
- 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. Podrá utilizar de guía el ejemplo incluido en el numeral 7 de este procedimiento. Para proyectos de generación o demanda de hasta 10 MW de capacidad, el EOR no exigirá estudios adicionales a los que establece la regulación nacional. Cuando el regulador o la Entidad Competente Nacional, en conjunto con el EOR, consideren que para evaluar la conexión de un proyecto deben ampliarse estos estudios, así lo harán saber al interesado.

- g) Realizado lo establecido en el literal f) y habiendo recibido por parte del Solicitante el documento firmado, de Aceptación de Términos de Uso de la Base de Datos Regional, el EOR tendrá un (1) día hábil para entregar al Solicitante, la Base de Datos Regional y las premisas técnicas regionales.

En el documento de las premisas se incluirá la información de los contactos del EOR, a quien el Solicitante podrá remitir sus consultas.

- h) El Solicitante tendrá derecho a disponer en esta etapa de toda la información necesaria para iniciar los estudios técnicos correspondientes.
- i) El EOR, los OS/OMS y el Solicitante deberán dejar constancia sobre la entrega y recepción de las premisas técnicas nacionales y regionales, por medio de correo electrónico u otro tipo de comunicación oficial escrita de las entidades, excluyendo las denominadas redes sociales.

El solicitante desarrollará los estudios eléctricos para el acceso a la RTR, cumpliendo con los requisitos establecidos en la regulación nacional y regional, de manera previa a la presentación de la Solicitud de Conexión a la RTR y a la red nacional, para que el proceso sea realizado en forma eficiente.

4.9.3 Paso 3 – Formato para Presentar la Solicitud de Conexión a la RTR

El Solicitante que pretenda conectarse a la RTR deberá presentar con suficiente anticipación a la fecha proyectada de conexión a la RTR una comunicación dirigida a la CRIE, donde solicite su aprobación para conectar a la RTR el proyecto que se defina. La información deberá presentarse a la CRIE en formato digital y en idioma español, por los medios establecidos en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER.

Con la carta de solicitud de interconexión deberá presentar, según el tipo de proyecto, lo siguiente:

- a) Estudios de Impacto Ambiental para:
 - a. La central o planta de generación
 - b. Subestaciones nuevas asociadas al proyecto
 - c. Línea de transmisión que formará el enlace entre el proyecto y la RTR
- b) Permiso o Licencia Ambiental para:
 - a. La central o planta de generación
 - b. Subestaciones nuevas asociadas al proyecto
 - c. Línea de transmisión que formará el enlace entre el proyecto y la RTR
- c) Autorización, permiso o concesión para actividades de transmisión o la constancia que está gestionando la misma.
- d) Autorización, permiso o concesión para actividades de generación o la constancia que está gestionando la misma.
- e) Autorización, permiso o concesión a nivel nacional para realizar las actividades de distribución o de retiro de energía en alta tensión.
- f) Estudios Eléctricos del acceso a la RTR, considerando las premisas técnicas regionales que establezca el EOR.
- 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.
- h) Descripción técnica de las instalaciones, diagramas unifilares de las instalaciones, especificaciones técnicas de equipos, localización exacta, descripción del punto de conexión y límite de propiedad.

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

4.9.4 Base de Datos y Providencias de Trámite

- 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, 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.
- b) 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 la presentación de solicitud de conexión a la RTR. En casos

excepcionales de no presentarse los estudios eléctricos 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.

- c) 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, c) 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.
- d) 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 con 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.
- e) 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, hasta que el solicitante presente 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.

- 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; 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/OM involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación con la aprobación o rechazo de la solicitud de conexión”.

4.10 Responsabilidades del Ente Operador Regional

- a) El EOR deberá publicar en su sitio web el presente procedimiento, así como lineamientos que orienten a los Solicitantes sobre los requerimientos que deben cumplir las solicitudes de conexión a la RTR; asimismo, deberá incluir en su sitio web información sobre las entidades responsables de los procesos de interconexión en cada país.
- b) El EOR en coordinación con los OS/OMS, Agentes Transmisores o las entidades competentes, deberán elaborar las premisas técnicas regionales necesarias para realizar los estudios eléctricos que acompañarán a la solicitud de conexión a la RTR.
- c) El EOR deberá incluir en las premisas técnicas regionales los requisitos exigidos de acuerdo a la regulación regional relacionados con los estudios a realizar, tomando en cuenta el tipo y el tamaño del proyecto, la ubicación del mismo, listados de contingencias, el horizonte de los estudios y los escenarios y criterios o normativa a evaluar.
- 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.



- e) El EOR deberá suministrar la Base de Datos Regional y las premisas técnicas regionales siguiendo el mecanismo establecido en los numerales 3.1 y 3.2 de este procedimiento, para que el Solicitante desarrolle los estudios que acompañaran a la solicitud de conexión a la RTR.

4.11 Responsabilidades de los Reguladores Nacionales, OS/OMS, Agentes Transmisores o Entidades Competentes

Los Reguladores Nacionales, OS/OMS, Agentes Transmisores o las entidades competentes de cada país, a fin de colaborar en el cumplimiento del presente procedimiento por parte de los Agentes Solicitantes, procurarán:

- a) Informar de este procedimiento a los Agentes o Solicitantes que pretendan conectarse a instalaciones de transmisión nacionales que forman parte de la RTR; asimismo, publicarán en sus páginas web un enlace con los sitios web del EOR y la CRIE, en los que se pueda ubicarse el presente procedimiento.
- b) La Entidad competente que proporcione la base de datos técnica para la elaboración de los estudios eléctricos, informará al Solicitante que puede consultar al EOR los mecanismos para solicitar la Base de Datos Regional y premisas técnicas para realizar los estudios, para lo cual deberá comunicarse con el EOR para coordinar la entrega de la información solicitada, así como realizar las consultas necesarias sobre los demás requerimientos establecidos en la regulación regional.
- 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.

4.12 Pasos Finales - Etapa del Diseño Técnico de Detalle y Puesta en Servicio de las Instalaciones

4.12.1 Etapa del Diseño Técnico de Detalle

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte del CRIE.

- a) El Solicitante remitirá al EOR el Diseño Técnico de Detalle de las nuevas instalaciones, incluyendo las especificaciones y ajustes de los equipos para ejercer las actividades de control, supervisión, protección y operación de las nuevas instalaciones.
- b) El EOR coordinará, en conjunto con el OS/OM, el Agente Transmisor y el Solicitante el programa de revisión del Diseño Técnico de Detalle.
- c) El EOR solicitará al OS/OM y al agente transmisor involucrado, la revisión del Diseño Técnico de Detalle, incluyendo las características de los equipos que sean

- necesarios para ejercer las actividades de control, supervisión, medición, protección y operación de las nuevas instalaciones.
- d) El OS/OM comunicará al EOR, con copia al Agente Transmisor, la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes del Diseño Técnico de Detalle de las nuevas instalaciones.
 - e) El Agente Transmisor involucrado comunicará al EOR, con copia al OS/OM, la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes del Diseño Técnico de Detalle de las nuevas instalaciones a conectar por el Solicitante.
 - f) De no ser aprobado el Diseño Técnico de Detalle, el EOR, basado en lo informado por el OS/OM y el agente transmisor, indicará al solicitante los requerimientos de ajuste que sean necesarios para la presentación de información o análisis complementarios.
 - g) EL EOR, basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente Transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias, elaborará un informe sobre el diseño técnico de detalle; y el EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE.

El diseño técnico de detalle aprobado por el EOR deberá contener el mismo esquema y componentes eléctricos, del diseño básico de las instalaciones, incluido en la Solicitud de conexión a la RTR aprobada por la CRIE.

4.12.2 Parametrización de Sistemas de Control y Protecciones

Para realizar la siguiente etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobado el Diseño Técnico de Detalle por parte del EOR.

- a) El EOR coordinará, en conjunto con el OS/OM, el agente transmisor y el Solicitante, la evaluación de los ajustes recomendados en los estudios técnicos para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).
- b) El Solicitante, previamente a la puesta en servicio, realizará los ajustes recomendados en los estudios técnicos, necesarios para optimizar los equipamientos de control, relacionados con los sistemas de protección, los sistemas de estabilización, las características de los sistemas de excitación, las curvas de capacidad, los sistemas de compensación de potencia reactiva, los mecanismos de control para mantener el balance entre la generación y la demanda, en condiciones normales y anormales de operación, esquemas de control suplementarios, entre otros.
- c) El Solicitante debe requerir al OS/OM y al Agente transmisor involucrado, la evaluación de los ajustes implementados a los equipos que sean necesarios para ejercer las actividades de control, supervisión, protección y operación de las nuevas instalaciones.
- d) El OS/OM debe remitir al Solicitante y al EOR una carta donde comunique su aval o la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes de los equipos de las nuevas instalaciones.

- e) El Agente Transmisor involucrado debe comunicar al Solicitante y al EOR, la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes de los equipos de las nuevas instalaciones.
- f) El EOR con base a las recomendaciones del OS/OM y del Agente Transmisor aprobará los ajustes descritos en el literal b) de la presente sección. De no ser aprobados los ajustes, el EOR, basado en lo informado por el OS/OM y el Agente Transmisor, indicará al solicitante los requerimientos de ajuste que sean necesarios para la presentación de información o análisis complementarios.

4.12.3 Etapa de Puesta en Servicio de las Instalaciones

Los pasos que a continuación se describen tienen como objeto dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.5.4 “Autorización para la Puesta en Servicio de Conexión”, del Libro III del RMER.

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE, y realizado lo establecido en el numeral 5.2 Etapa del Diseño Técnico de Detalle y 5.3 Parametrización de sistemas de control y protecciones de este procedimiento, aprobado según Resolución No. CRIE-P-03-2014.

Paso 1: El Agente propietario de las nuevas instalaciones, una vez finalizadas las pruebas para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), informa al OS/OM y el OS/OM con al menos quince (15) días calendario de anticipación, envía al EOR la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento, incluyendo la respectiva Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR (SOLMANT), para incluir la puesta en servicio.

El OS/OM debe adjuntar a dicha solicitud para su verificación la documentación siguiente:

- a) Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR;
- b) Aprobación del Diseño Técnico de Detalle;
- c) La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones evaluados por el Agente Transmisor y el OS/OM, y aprobados por el EOR;
- d) La integración al Control Automático de Generación, si aplica;
- e) Los resultados de las pruebas y ensayos de campo incluyendo los resultados de las pruebas del monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR);
- f) El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR;
- g) La certificación de auditoría SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional, según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro II del RMER;
- h) La solicitud de modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.



Paso 2: El EOR dentro del plazo de diez (10) días calendario, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez que ha verificado el cumplimiento de la presentación de la documentación indicada en el paso 1 y ha verificado que las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente.

En caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro del plazo indicado, se considerará que el EOR no tiene objeción y se tendrá por autorizada la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR.

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso -el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real del SER- actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.

Adición contenida en la Resolución CRIE-42-2016:

4.13 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

- a) Para las tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas, el solicitante debe 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.
- b) Evaluar la variabilidad del recurso primario de generación tales como rampas de generación producto de la radiación solar, ráfagas de viento, etc.; las rampas de generación debe suministrarlas el solicitante de la conexión del proyecto con base a datos históricos del área del proyecto. La variabilidad del recurso de generación debe ser evaluada en los escenarios de alto recurso, bajo recurso y períodos de transición entre alto y bajo recurso, y viceversa. Para realizar el análisis de la variabilidad del recurso, esta debe ser traducida a variabilidad de la potencia generada por las ERV y sobre ésta base, analizar el impacto de esas variaciones de potencia en la regulación de frecuencia, en el control de voltaje y en la reserva requerida para mantener el balance carga/generación.

- c) Evaluar contingencias en estabilidad transitoria, simulando el disparo de la central eólica, asumiendo que la velocidad del viento hace actuar a las protecciones de sobre-velocidad. Verificar si la reserva de generación a subir en el área de control es suficiente ante el disparo de dicha central eólica para mantener el balance de carga generación y el intercambio neto programado con las áreas de control externas. Adicionalmente, el área de control debe de disponer de suficiente reserva para subir, de existir centrales agrupadas en una misma área geográfica, ya que al alcanzarse en el área geográfica la velocidad de corte, se tendrá en el área de control una desconexión mayor de generación eólica y no sólo una central eólica.
- d) Por medio de estudios de cortocircuito, verificar que los generadores eólicos y solares fotovoltaicos tengan la capacidad de suministrar una corriente de cortocircuito que garantice la operación segura de los dispositivos de protección, reduciendo así la posibilidad de un colapso de voltaje.
- e) Por medio de estudios de estabilidad transitoria verificar que todas las unidades de generación eólicas y solares fotovoltaicas soportan huecos de tensión o depresiones de voltaje que defina el EOR en coordinación con los OS/OMs.
- f) Tolerancia a las desviaciones de frecuencia y voltaje, mediante los estudios verificar que: 1) las centrales eólicas y solares fotovoltaicas sean capaces de soportar desviaciones de frecuencia y voltaje en el punto de conexión bajo condiciones de operación normal y de contingencias, reduciendo lo menos posible su potencia activa (MW); y, 2) sean capaces de dar soporte a las sobre frecuencias del sistema y a la estabilidad del voltaje.

Adición contenida en la Resolución CRIE-62-2016:

4.14 Requerimientos Específicos de Conexión a la Línea SIEPAC

4.14.1 Objeto

Establecer las responsabilidades y requisitos técnicos y económicos mínimos que se deben cumplir para las solicitudes de conexión a la Línea SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).

4.14.2 Alcance

Los requisitos y responsabilidades establecidos en estos requerimientos mínimos son de obligatorio cumplimiento para todos aquellos interesados o agentes que soliciten la conexión al primer sistema de transmisión regional definido conforme lo establece el Anexo I del Libro III del RMER denominada la Línea SIEPAC y el artículo 15 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; y quieran prestar o recibir el Servicio de Transmisión Regional.

4.14.3 Definiciones

Acceso libre o Libre Acceso: Régimen bajo el cual la empresa responsable de la operación de la red de transmisión o de distribución, permite el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de la de distribución, a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la regulación regional, de las normas de operación que rijan el servicio, así como el pago de las retribuciones económicas que correspondan.

Ampliación: Todo equipamiento o instalación que se adiciona al primer sistema de transmisión regional establecido conforme el Anexo I del Libro III del RMER y resoluciones de la CRIE, incluido el segundo circuito según el detalle establecido en el inciso a) del numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER.

Conexión: Vinculación eléctrica entre el sistema de transmisión y sus usuarios, comprende el conjunto de líneas equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares que son necesarios para materializar la vinculación del usuario en uno o varios puntos determinados de la línea SIEPAC.

Contrato de Conexión: Convenio a suscribirse entre la EPR y el Agente, incluyendo, si fuere el caso, los anexos al mismo.

Controversia: Diferencia de cualquier tipo entre EPR y el Agente en relación con la aplicación o como consecuencia de la interpretación del Contrato.

Costo por Supervisión: Es el costo acordado por la EPR con el Agente en el Contrato de Conexión que suscriban, el cual remunera la totalidad de los gastos de EPR asociados a la Supervisión.

En caso de no haber acuerdo sobre dicho costo, el mismo se determinará considerando el 3% del costo de los activos de transmisión de energía necesarios para realizar la conexión a las instalaciones de la Línea SIEPAC, como valor máximo, valorados estos activos al Costo Estándar vigente establecido por la CRIE. Este monto cubrirá la totalidad de los gastos de EPR asociados a la Supervisión, tales como: revisión de la ingeniería, montaje y puesta en servicio, participación en reuniones técnicas y supervisión de la construcción.

Derivación directa: Vinculación directa a la Línea SIEPAC, sin cumplir los criterios de diseño de las instalaciones de dicha línea.

Línea SIEPAC: Es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por la línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, exceptuando donde es notado en el numeral I2.1 del Anexo I, del Libro III del RMER.

Monitoreo: Actividad que se refiere a la revisión diaria en tiempo real, de alarmas y eventos de la red de transmisión de la EPR.

Obras de conexión: Son aquellas instalaciones (equipos, aparatos de maniobra, medición,

protección, comunicación y auxiliares), con las cuales el Agente viabiliza y/o materializa su vinculación eléctrica a la Línea SIEPAC.

Representante Legal: Persona que tiene la responsabilidad, ante cualquier autoridad o circunstancia que se suscite, de responder por las obligaciones de una empresa o persona jurídica, con autoridad y amplias facultades para representarla.

Subestación de Conexión: Punto de conexión donde el Agente o interesado se conecta a la Línea SIEPAC.

Supervisión: Se refiere a la verificación (de la ingeniería, montaje y puesta en servicio) que ejerce EPR a los trabajos realizados o por realizar de parte del Agente o interesado en conectarse a la Línea SIEPAC.

Usuario del sistema de transmisión o usuario: Son usuarios del Servicio de Transmisión de electricidad, que se encuentren conectados a las instalaciones de la Empresa de Transmisión eléctrica.

Unidad Terminal Remota (RTU por sus siglas en inglés): Es el conjunto de dispositivos electrónicos que reciben, transmiten y ejecutan los comandos solicitados por las unidades maestras.

4.14.4 Requerimientos

Según sea la etapa en la que se encuentre el proyecto, todos aquellos interesados o agentes que soliciten la conexión a la Línea SIEPAC deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

Etapa Diseño y Planeamiento

1. Previo a la etapa de diseño y planeamiento, para efectos de la elaboración del diseño básico de las instalaciones, la EPR deberá suministrar toda la información relativa al diseño de la línea SIEPAC requerida por el agente o interesado.
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.
3. La solicitud del interesado o el agente deberá estar acompañada de los siguientes documentos:
 - a) Solicitud de “aceptación previa del diseño básico de la subestación de interconexión”, suscrita por el interesado, agente o su representante legal de quien será el propietario del proyecto y que suscribirá eventualmente el Contrato de Conexión.
 - b) Memoria de evaluación técnica y económica de la conexión a una Subestación Nueva o existente o bien a una Línea de Transmisión de algunas de las empresas

de transmisión nacional. Dicha evaluación deberá demostrar que la conexión propuesta a la Línea SIEPAC es la mejor alternativa de conexión.

- c) Diseño básico de la sub estación y de los tramos de línea de conexión que son parte del diseño básico de las instalaciones, así como una descripción detallada de todo el proyecto. Dicha información será parte de los documentos que se deberán adjuntar a la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional que se tramitará ante la CRIE.
 - d) Deberá indicarse el sitio de ubicación de la conexión referenciándolo con coordenadas geográficas en el punto de conexión.
 - e) Documentación idónea que acredite la calidad de quien suscribe la solicitud. En el caso de personas jurídicas deberá presentarse certificación de personería jurídica y del poder que faculta a su representante a realizar la solicitud.
4. Dentro de los quince (15) días hábiles posteriores a recibida la solicitud de aprobación previa del diseño básico de la Subestación y de los tramos de línea, luego de su respectivo análisis, la EPR emitirá sus comentarios y recomendación relacionada con la aprobación o rechazo de los mismos.
1. La aprobación previa del diseño básico de la subestación, estará sujeto a lo siguiente:
- a) Cumplir con lo dispuesto en el capítulo 13 y numeral 16.1 del Libro III del RMER.
 - b) Para garantizar una compatibilidad y confiabilidad de operación, el equipo de control, protección, medición y comunicaciones, deberán ser compatibles con los que tiene instalados EPR en sus bahías. El interesado o agente debe certificar que los equipos son compatibles con los de la EPR, aunque estos no sean de la misma marca. Si al momento de pruebas, se presentan dificultades técnicas con estos equipos, estas deberán resolverse por parte del interesado o el agente, debiendo desconectar sus instalaciones en prueba, dejar la línea SIEPAC operando sin la conexión y asumir los costos que para la EPR tenga la repetición de las pruebas, hasta que se solvete el problema de compatibilidad de equipos.
El interesado o agente, deberá diseñar el sistema de control de la subestación, de forma que permita el monitoreo por parte de la EPR de las alarmas y protecciones operadas durante una falla.
 - c) En todos los casos debe construirse una Subestación de conexión ya que no se aceptarán conexiones en derivación directa de la línea de transmisión.
 - d) Para la derivación de la Línea SIEPAC a la Subestación de conexión, en todos los casos se deberán instalar torres diseñadas para tomar los esfuerzos de los vanos adyacentes del tramo existente (torre de remate) y no se permitirá la conexión directa a las torres de la Línea SIEPAC. Las torres deberán ser de los mismos tipos y calidades que las instaladas en la Línea SIEPAC.
 - e) En las derivaciones se dejará prevista la capacidad para albergar el segundo circuito y se le garantizará al Agente Transmisor Regional titular el uso del mismo para instalar los cables, aisladores y accesorios para construir el segundo circuito.
 - f) La bahía de conexión en la Subestación deberá ser de configuración de interruptor y medio, entrando la Línea SIEPAC en un extremo y saliendo en otro.

- g) Deberá preverse en la subestación de conexión el espacio físico para que en el futuro se pueda colocar ahí el segundo circuito de la línea SIEPAC, lo anterior aplicará para aquellos casos según lo detallado en el inciso a), numeral I2.1, del Anexo I, del Libro III del RMER. En el Contrato de Conexión se dejará el compromiso del agente de dar derecho de uso del espacio físico al Agente Transmisor Regional titular para la instalación de la Bahía del segundo circuito SIEPAC, cuando este haya sido aprobado a ejecutarse de acuerdo a lo que establece la Regulación Regional.
 - h) El Agente no podrá ceder el uso de la prevista del segundo circuito en sus torres, ni en su subestación, a otra entidad que no sea la autorizada por la CRIE para la construcción del mismo.
5. La aprobación previa del diseño básico de las instalaciones será requisito para presentar la solicitud de conexión a la RTR.
 6. Cualquier acuerdo comercial y forma de remunerar para uso de las instalaciones del segundo circuito en la derivación y subestación, se acordará cuando el CDMER, la CRIE y el EOR hayan determinado su construcción de conformidad con la normativa regional vigente.

Etapas Constructivas

7. El Agente o interesado deberá presentar a la EPR el diseño detallado de la ingeniería y listado de contratistas y subcontratistas que ejecutarán el proyecto de la Subestación de conexión.
8. La solicitud de conexión a la RTR debe realizarla el Agente o interesado cumpliendo lo establecido en el numeral 4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR del Libro III del RMER y lo establecido en la Resolución CRIE-P-03-2014 Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional –RTR- y sus respectivas reformas.
9. Emitida la resolución de aprobación de la Solicitud de Conexión por parte de la CRIE, se podrá proceder a la firma del Contrato de Conexión entre la EPR y el Agente o interesado donde se establecerán todos los acuerdos entre las partes.
10. El Agente o interesado deberá pagar a la EPR el Costo por Supervisión acordado siguiendo el procedimiento establecido por las partes en el Contrato de Conexión.
11. La EPR podrá negarse a realizar el servicio de supervisión mientras no se tiene el Contrato de Conexión suscrito y no ha realizado el pago del Costo por Supervisión en la forma convenida en dicho Contrato.
12. La EPR tiene derecho a realizar la Supervisión de la fase de construcción, en consecuencia nombrará un Supervisor del Proyecto de Conexión.
13. El Agente o interesado deberá cumplir con las observaciones que la Supervisión de EPR haga que sean razonables y respondan a criterios con fundamento técnico.

14. En el Contrato de Conexión que se acuerde entre el Agente o interesado de la Conexión y EPR, conforme la legislación de cada país, deberá incluirse lo relativo a: a) régimen de propiedad, b) responsabilidad de la administración, operación y mantenimiento y c) otros acuerdos a los que las partes hayan llegado.
15. Los montos de inversión que se reconozcan para este tipo de proyectos, la CRIE lo informará a los reguladores nacionales a fin de que solamente se remunere solo una vez y se cumpla con la regulación nacional.
16. Todos los costos de coordinación de protecciones, pruebas de puesta en servicio, interacción con los Agentes Transmisores nacionales, con los OS/OMs, con el EOR y otros relacionados con la puesta en servicio; no son parte del Costo por Supervisión y serán por cuenta del Agente o interesado.

Etapas de Operación

17. La EPR no aprobará la apertura de la Línea SIEPAC para que se ejecute la conexión si la CRIE no ha aprobado la solicitud de conexión a la RTR y no se suscrita el respectivo Contrato de Conexión.
18. Todas las obras de conexión ejecutadas por el interesado en Alta Tensión como derivaciones de líneas y las bahías de conexión de interruptor y medio, con sus respectivos sistemas de control, protección y medición podrán pasar a administración de la EPR para su operación y mantenimiento, de conformidad con lo que acuerden las partes, en el entendido que el costo de dicha administración, operación y mantenimiento y conexos, no será parte del Ingreso Autorizado Regional.
19. Para el tratamiento para las fallas en las instalaciones de los Agentes que se han conectado a la Línea SIEPAC, se aplicará adecuadamente el régimen de calidad de servicio, que se describe en el Capítulo 6 del libro III del RMER.

ANEXO K DEL LIBRO III

K.1 Ejemplo de Premisas Técnicas Nacionales

A continuación se presenta un ejemplo de premisas técnicas nacionales utilizada por un Regulador Nacional de un País Miembro del MER, el cual puede servir de guía al EOR, a los OS/OMS, Agentes Transmisores y demás entidades competentes.

K.1.1 Premisas para el Desarrollo de Estudios Eléctricos

	Fecha de entrega	Vencen *	
No. Correlativo	DD/MM/AA	DD/MM/AA	Proyecto: Nombre del Proyecto

*** El plazo considerado en este documento no es susceptible de ser ampliado. Si el plazo para la entrega de los estudios es excedido se deberá requerir nuevas premisas**

1

√	INFORMACIÓN GENERAL
---	----------------------------

1.1.

√	Solicitante/Interesado:
---	--------------------------------

Entidad:	Nombre de la Entidad
Representante Legal:	Nombre del Representante Legal
e-mail:	Colocar correo electrónico
Teléfono(s):	Colocar teléfonos
Dirección para notificaciones:	Incluir la dirección de las oficinas

1.2

√	Consultor:
---	-------------------

Empresa:	Nombre de la Empresa si aplica
Responsable:	Colocar profesión y nombre
e-mail:	Colocar correo electrónico
Teléfono(s):	Colocar teléfonos
Dirección para notificaciones:	Incluir la dirección de las oficinas

√		
		Sistema Eléctrico Regional (SER) *
		SER e Interconexión con México ***
	√	Interconexión con México *
	√	Con Planes de Expansión. *

* Según el escenario estudiado.

* Para el escenario de interconexión con México se debe considerar una importación de _____ MW, hacia Guatemala. (Este dato debe consultarse al EOR y al OS/OM de Guatemala (AMM))

* Espacio para orientar al Solicitante, sobre el cumplimiento de la normativa regional del

* Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el procedimiento de acceso a la Red de

* Transmisión Regional –RTR-.

1.9

√	Fecha prevista de entrada del proyecto:	MM/DD/AA
---	--	----------

1.10

√	Descripción del proyecto (características técnicas):	Nombre del Proyecto
Espacio para describir el proyecto, colocando la capacidad en MW, voltajes de operación, líneas de transmisión, longitudes, subestaciones, transformadores de potencia, capacidad en MW, voltajes de operación, tipo de conexión de transformadores, punto de conexión a la Red de Transmisión Regional –RTR- o Sistema Nacional Interconectado, ubicación geográfica, entre otros.		

1.11

Escenarios de Análisis:						
√ Nota: ES: Época Seca; EH: Época Húmeda						
AÑOS	AÑO *1:		AÑO 2:		AÑO 3:	
ESCENARIO	ES	EH	ES	EH	ES	EH
DMAX.	√	√	√	√	√	√
DMED.	√	√	√	√	√	√
DMIN.	√	√	√	√	√	√
* Espacio para algún comentario						

1.12

√	Demanda o Generación prevista para intercambios:
Espacio para comentarios y puntualizar el horizonte de los intercambios en años.	

2

√	PARÁMETROS DE LOS EQUIPOS
---	----------------------------------

Este apartado reúne los parámetros de todos los equipos nuevos que se adicionarán al sistema de acuerdo con los estudios que se presentaran. En esta sección del informe se deben indicar todos los parámetros eléctricos que permitan modelar adecuadamente los elementos que sean parte del proyecto en análisis, los mismos deben ser modelados adecuadamente en el programa de simulación de acuerdo a sus características. Se solicita adjuntar diagramas unifilares y los datos utilizados para modelar los elementos en estudio.

2.1

<input checked="" type="checkbox"/>	Generadores
<input checked="" type="checkbox"/>	Datos de la máquina motriz
<input checked="" type="checkbox"/>	Datos de la excitatriz
<input checked="" type="checkbox"/>	Datos del gobernador
<input type="checkbox"/>	Datos de la curva de capacidad

2.2

<input checked="" type="checkbox"/>	Carga (consumos propios del proyecto)
<input type="checkbox"/>	Modelo S constante
<input type="checkbox"/>	Modelo I constante
<input type="checkbox"/>	Modelo Z constante
<input type="checkbox"/>	Otras

2.3

<input checked="" type="checkbox"/>	Transformadores
<input checked="" type="checkbox"/>	Tensión Primaria, Tensión Secundaria, Potencia Nominal, Número de Taps, Voltaje en Tap, Mínimo y Máximo, Impedancias de los Devanados, Tipo de Conexión, Rating Nominal, Rating de Emergencia, Datos de Protecciones, y la que sea necesaria para su modelado adecuado, archivo (google earth) kml o en formato shp indicando la proyección de coordenadas utilizada, de ubicación de la subestación.

2.4

<input checked="" type="checkbox"/>	Líneas de Transmisión
<input checked="" type="checkbox"/>	Tipo y dimensión de las estructuras, longitud de la línea, parámetros de la línea (valores en p.u. sobre la base de 100 MVA), características eléctricas de los conductores. Indicar exactamente la distribución de la nueva topología, como consecuencia del proyecto, longitud de las líneas resultantes en km, punto del seccionamiento de la línea existente si fuera el caso, referido a uno de sus extremos, y la que sea necesaria para su modelado adecuado, archivo (google earth) kml o en formato shp indicando la proyección de coordenadas utilizada, del trazo indicativo de la línea, No una imagen de la ubicación.

2.5

<input checked="" type="checkbox"/>	Bancos de Capacitores y Reactores (Como resultado del estudio)
-------------------------------------	--

√ Tensión de operación, Capacidad (MVar), Tipo de Conexión, Filtros de armónicos, SVC's, etc.

2.6

√ **Nomenclatura de Nuevos Elementos**

√ Espacio para sugerir los nombres de nemotécnicos temporales para el proyecto.

2.7

√ **Diagramas Unifilar Detallado y Simplificado del Proyecto y su Conexión al S.N.I. o a la RTR**

Se deben incluir los **Diagramas Unifilares Detallados y Simplificado** que se consideren necesarios, del proyecto y de su conexión al SIN o la RTR, considerando el escenario de puesta en operación. El diagrama deberá contener información de los principales elementos a considerar en la conexión del proyecto, tanto de maniobra, control y protección; tales como interruptores, esquemas de protecciones, medición, capacidad de generadores, capacidad de transformadores, longitud de líneas en km, y toda la información que se considere necesaria para su modelado adecuado.

3

√ **ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

Espacio para justificar la realización de los estudios que se definan, de tal forma que cumplan con la normativa nacional y regional en sus aspectos técnicos.

TIPO DE ESTUDIO	TIPO DE INSTALACIÓN			
	Generación		Demanda / Distribución	Transporte
Flujo de Carga				
Cortocircuito				
Estabilidad Transitoria				
Requerimientos de Transporte				
Transitorios Electromagnéticos				
Detallados Estabilidad Transitoria				
Instalaciones de Arranque en Negro				
Formación de Islas				
Ajuste de Reguladores				
Pequeñas Perturbaciones				

* Espacio para colocar comentarios



Tipo de Estudio	Tipo De Instalación		
	Ingresar nueva generación	Ingresar nueva demanda	Ampliación de Transporte
Flujo de Cargas	Si	Si	Si
Cortocircuitos	Si	Si (1)	Si (2)
Estabilidad Transitoria	Si	Si (3)	Si (3)
Requerimientos de Transporte	Si	Si	Si
Transitorios Electromagnéticos	Si	Si(4)	Si
Detallados Estabilidad Transitoria	Si(3)	Si(3)	Si(3)
Instalaciones de Arranque en Negro	Si	---	---
Formación de Islas	Si	Si(5)	---
Ajuste de Reguladores	Si	---	---
Pequeñas Perturbaciones	Si	---	---

Notas del cuadro indicativo:

- 1 Solo si por sus características pudiera efectuar aportes al nivel de cortocircuito,
- 2 Solo si modifica la configuración del Sistema de Transporte,
 Cuando se producen modificaciones sensibles que afecten la calidad del servicio de la 3 potencia o energía transportadas por el sistema,
- 4 Cuando se introduzcan perturbaciones en la tensión, tales como: flicker y armónicos,
- 5 Cuando la magnitud de la nueva demanda así lo requiera.

Espacio para comentarios

3.1

√ **ANÁLISIS DE ESTADO ESTABLE**

Espacio para colocar indicaciones de como se espera se presenten los resultados de este estudio.

√ **Flujo de Carga**

3.1.a

√ **Monitoreo de tensión y ángulo en las siguientes barras *:**

Colocar las barras o nodos a monitorear

* Se deben indicar voltajes fuera de rango

3.1.b

√ **Monitoreo de los flujos de carga y cargabilidades* de las siguientes líneas de transmisión:**

Espacio para colocar listado de las líneas de transmisión a monitorear.

* Espacio para colocar indicaciones de como se espera se presenten los resultados de este estudio.

Adjuntar todos los archivos para la correcta reproducción de los resultados en estado * estable, y todos aquellos especificados en la sección 3 de este formulario.

3.1.c

√	Transformadores:
Espacio para colocar listado de los transformadores a monitorear.	

√	Cortocircuito
√	LT
√	LLL
√	Análisis en las barras:
Espacio para colocar listado de barras o nodos a monitorear.	

√	Contingencias *
<i>Espacio para colocar indicaciones de como se espera se presenten los resultados de este estudio.</i>	
√	Se definen las siguientes Contingencias:
Espacio para colocar listado de contingencias a evaluar.	
* Monitorear voltajes en nodos y condiciones de sobrecarga en líneas de transmisión.	

√	Pérdidas de potencia
√	Totales del S.N.I
√	Zona de influencia del proyecto
√	Otros El área de influencia entre las barras de voltaje

3.2

√	ANÁLISIS DE ESTADO TRANSITORIO
---	---------------------------------------

√	Estabilidad Transitoria
	<i>Las barras, líneas de transmisión y transformadores a monitorear deben ser los mismos definidos en los puntos 3.a, 3.b y 3.c.</i>
	<i>Espacio para justificar la realización de los estudios que se definan, de tal forma que cumplan con la normativa nacional y regional en sus aspectos técnicos.</i>
	Espacio para observaciones si son necesarias.
√	Premisas de las simulaciones
√	<i>Colocar barra de referencia</i>
√	<i>Generador de referencia para hacer comparaciones</i>
√	<i>Los casos de estabilidad deben de corresponder exactamente con los casos de flujos de carga utilizados.</i>
√	<i>Se debe presentar una gráfica de 20 segundos de duración, en la que se muestre el comportamiento de la frecuencia en el nodo de referencia, sin que se haya aplicado ningún tipo de perturbación, los modelos de generador, sistema de excitación y gobernador se deben de encontrar activados, y la escala de la gráfica debe de encontrarse entre [59.00 – 61.00] Hz.</i>

√	Presentación de Resultados.* Deben presentarse gráficos de:
√	<i>Voltajes</i>
√	<i>Frecuencia</i>
√	<i>Flujos de carga en líneas de transmisión (activa y reactiva)</i>
√	<i>Relación angular respecto a la referencia del sistema</i>
√	<i>Generación de las Unidades en Estudio</i>
	<i>Demanda en Estudio</i>
√	<i>La presentación en formato PDF de alta resolución utilizando una gráfica por hoja. Las gráficas mencionadas deben de tener una duración de 21 segundos, recomendando que la contingencia se aplique al 1er. Segundo, de iniciada la simulación y máximo dos gráficas por página. Las series correspondientes a cada uno de los elementos monitoreados, deben ser plenamente identificables en las gráficas. Como máximo 5 elementos por gráfica.</i>



√	Modelamiento de elementos
	Generadores
√	
	AVR's
√	
	Gobernadores
√	
√	Esquemas de Control Suplementario (como resultado de los estudios eléctricos)
	Disparo
	Transferido
	Desconexión Automática de Generación
	Desconexión de Generación por sobre/baja Frecuencia
	Desconexión de Carga por Baja Frecuencia
	Desconexión ó Conexión de Reactores y/o Capacitores
	Estabilidad de Pequeñas Perturbaciones
	Premisas de las simulaciones a especificar en caso de requerimiento.
√	Contingencias en estado dinámico
	<i>El análisis de contingencias se realiza para el año de entrada en operación, en cada una de las tablas comparativas de voltajes, flujos de potencia y pérdidas de transmisión, indicando sobrecargas, bajos o altos voltajes, otros aspectos importantes de mencionar; todo esto, en los nodos, líneas de transmisión y áreas, indicados en 3.a, 3.b y 3.c. Deberán señalarse problemas de inestabilidad que puedan presentarse durante las simulaciones de las contingencias indicadas.</i>
√	Se definen las siguientes Contingencias :
	Colocar las contingencias, tiempos en ms de liberación de falla y apertura de la línea.

* También deben efectuarse las contingencias de estado estable.

3.3

REQUERIMIENTOS DE TRANSPORTE*

El estudio debe indicar si la capacidad de transporte existente es capaz de soportar la conexión del nuevo proyecto. De existir algún tipo de violación en estado estable o en el análisis transitorio, el estudio debe proponer los requerimientos de transporte, indicando cual sería la medida o medidas necesarias a implementar para reducir la violación encontrada o mitigar los efectos que sobre el sistema tenga el proyecto en estudio; con el estudio se debe de comprobar que las medidas de alivio son efectivas y que cumplen con su función.

Premisas de simulación

Efecto de la Capacidad de Transporte

Curvas P-V y Q-V	Para el año de puesta en operación época seca y lluviosa el estudio debe monitorear los nodos, líneas de transmisión, transformadores y adicionalmente verificar la reserva de potencia reactiva en los nodos indicados, en condiciones normales de operación, indicando violaciones.
------------------	---

Barras	
--------	--

Definición de esquemas de control suplementarios (como resultado de los estudios eléctricos).

- Sobre Carga
- Sobre Voltaje
- Bajo Voltaje
- Baja Frecuencia
- Sobre Frecuencia
- Rampas de toma y rechazo de carga
- Reserva Operativa

3.4

TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

- Energización de líneas de transmisión
- Conexión y desconexión de bancos de capacitores y reactores
- Energización de transformadores
- Corriente de arco secundario
- Sobre Voltajes
- Voltajes de Restablecimiento

4

DATOS DE GENERADORES

- Tipo de Central
- Hidráulica**
- Características de la central (filo de agua, presa, desarenador, ubicación, etc.)
- Crónicas de aporte del cauce

	Curvas Cota/Volumen/Rendimiento
	Restricciones Hídricas aguas arriba y aguas abajo
	Mantenimiento Programado
	Tasa de Falla Forzada prevista para los grupos
	Consumos Propios
	Térmico o Geotérmico
	Restricciones Operativas
	Mantenimiento Programado Previsto
	Tasa de Falla Forzada prevista para los grupos
	Rendimiento Energético
	Consumos Propios
	Opciones de Consumo de Combustibles, y sus Rendimientos Energéticos
	Precios y Disponibilidad de Combustibles Previstos

5 **INFORME**

5.0 Se deberá entregar: Indicar que debe entregar No. de copias copi as

5.1 **Indicar si es Informe impreso (impreso solamente en el original. Agregar copia digital en cada copia que acompaña al expediente)**

Espacio para colocar los requerimientos nacionales y regionales, en cuanto a lo que debe solicitar y lo que debe anexar a la Solicitud de Conexión.

5.2 **Estudio impreso (impreso solamente en el original. Agregar copia digital en cada copia que acompaña al expediente)**

- i. Descripción del proyecto nuevo o de la modificación propuesta.
- ii. Informe ejecutivo que reseñe los motivos de la solicitud, los resultados más importantes de los estudios y el impacto resultante de la obra propuesta, sobre toda la infraestructura eléctrica asociada al sistema de transporte existente.

5.3 **Informe digital**

1. Los estudios eléctricos realizados: Los estudios deben ser totalmente reproducibles por el EOR o la Entidad competente.
2. La memoria técnica, detallando la interpretación de los resultados obtenidos, con los datos correspondientes a la nueva instalación o ampliación, cuya aprobación se solicita. Separando apropiadamente los correspondientes a cada análisis, según el tipo de instalación, tipo de estudio y escenarios considerados, incluyendo conclusión y recomendación individual para cada tipo de análisis así como una general.
3. Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo de los estudios, ser específica para cada tipo de análisis.
4. Memoria de cálculo.
5. Requerimientos del Sistema de Transporte.
6. Los estudios a elaborar deberán utilizar la base de datos actualizada por el EOR y la Entidad competente, incluir copia de la que se utilizó.
7. Se deberá incluir en los estudios un Anexo, donde se describa la clave o código con el cual se designan los archivos y carpetas relacionados a los Estudios Eléctricos.
8. Los elementos registrados en la base de datos, deberán ser simulados en su totalidad, independientemente del área de influencia del proyecto.
9. Indicar el software utilizado y la versión correspondiente.
10. Se deben incluir los Diagramas Unifilares -Detallado y Simplificado- que se consideren necesarios del proyecto y de su conexión al SIN y/o la RTR, considerando el escenario de puesta en operación. El diagrama deberá contener información de los principales elementos a considerar en la conexión del proyecto, tanto de maniobra, control y protección; tales como interruptores, esquemas de protecciones, medición, capacidad de generadores, capacidad de transformadores, longitud de líneas en km, y toda la información que se considere necesaria para su modelado adecuado.
11. Presentar todos los archivos relacionados a la sección 3 de este formulario exportados a PSS/E Versión 30, cuando los estudios eléctricos se desarrollen en los programas NEPLAN y DIGSILENT, adjuntado siempre los archivos del programa nativo.
12. Archivos en formato Excel o de texto plano de cada una de las estacionalidades, escenarios de demanda y casos analizados incluyendo los casos de contingencias. **En el caso de PSS/E incluir además, los casos exportados al formato plano extensión *.rar versión 30 y el archivo *.SLD.**

6 COMENTARIOS:

Espacio para comentarios adicionales.

Las contingencias y elementos de la red a ser monitoreados son un requerimiento mínimo para evaluar el efecto que tendrán las nuevas instalaciones sobre el SIN y/o la RTR, se deja a criterio del Solicitante, la adición de más elementos y/o análisis a los estudios.

De ser necesario se podrá solicitar una ampliación de los estudios presentados por el Solicitante.

Los elementos incluidos en la Base de Datos actualizadas son los que se encuentran oficialmente reportados por los OS/OMS a través de sus Agentes.

Espacio para colocar otros requerimientos de parte de la Entidad competente o el EOR

Para la entrega final a la CRIE deberá agregar lo indicado en el numeral 3.3 de este procedimiento.

Modelo de Carta:

Sr. Gerente General EPR

De acuerdo a lo establecido en el Artículo 4.5.2.1 del Libro III del RMER, me dirijo a usted para solicitarle se emita la “aceptación previa” de EPR para la conexión de una nueva Subestación de Conexión a la Línea SIEPAC: (...), dicha subestación se ubicará en el siguiente lugar (...) (Describir ubicación) entre las torres (...), con una posición en coordenadas geográficas UTM siguientes (...).

Nuestra entidad se compromete a cumplir todos y cada uno de los requerimientos indicados en los Requerimientos de Conexión a la Línea SIEPAC de EPR, y el Contrato de Conexión suscrito.

Adicionalmente nuestra entidad tiene que cumplir con lo indicado en la regulación regional, regulación nacional de (...) (país donde se ubica) (...), y demás leyes vigentes.

Sin otro particular,

Representante Legal