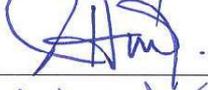
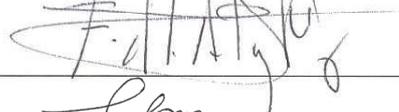
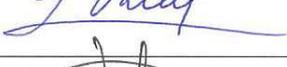
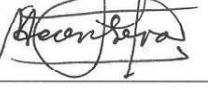


COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL:
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL
ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER

INFORME GT-11-2025/GJ-17-2025/GM-11-02-2025/AT-08-2025	
Responsables	Firma
Giovanni Hernández	Edgard Giovanni Hernandez Echeverria / 3209452-3 <small>Firmado digitalmente por Edgard Giovanni Hernandez Echeverria / 3209452-3 Fecha: 2025.02.26 10:46:34 -06'00'</small>
Carina Armengol	
Celeste Santos	
Dennis Posadas	
Edgar De Asís	
Esteban Sánchez	
Fernando Alvarez	
Franchesca Castañeda	
Francisco Valle	
Mauricio Contreras	

26 de febrero de 2025

Contenido

I. RESUMEN EJECUTIVO.....	3
II. ANTECEDENTES	3
III. NORMATIVA APLICABLE.....	5
IV. ANÁLISIS	10
1) Apartado I2 del Libro III del RMER	15
2) Ajuste a las Tablas del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER.....	20
3) PROPUESTA DE MEJORA DE LA NORMA.....	21
V. CONCLUSIÓN.....	26
VI. RECOMENDACIONES.....	26
ANEXO.....	27

I. RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe de Diagnóstico analiza lo establecido en el apartado I2 del Anexo I del Libro III del RMER referente a la definición de la Línea SIEPAC, con el objetivo de evaluar la necesidad y conveniencia de realizar modificaciones. Mediante este análisis se determinaron aspectos a ajustar, siendo uno de ellos, la necesidad de clarificar la definición de la Línea SIEPAC, particularmente en lo referente a su infraestructura. Actualmente, la normativa menciona un circuito sencillo con previsión para un segundo circuito futuro, lo que podría generar ambigüedad sobre si este segundo circuito forma parte integral de la infraestructura planificada.

Asimismo, la normativa vigente es poco específica en cuanto al alcance y las condiciones necesarias para declarar la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC. Además, se han identificado otras mejoras que buscan dar un marco de referencia al alcance de los estudios técnicos y económicos que debe presentar la EPR en el proceso de actualización únicamente de los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a la definición de la Línea SIEPAC.

En ese sentido, luego de la revisión y evaluación que se ha realizado a la regulación regional con respecto al apartado I2 del Anexo I del Libro III del RMER denominado: “DEFINICIÓN”, se ha identificado necesario y conveniente realizar mejoras a dicho cuerpo normativo. Por lo anterior, se recomienda a la Junta de Comisionados, lo siguiente:

1. Publicar en la página web de la CRIE el presente “*INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER*”.
2. Ordenar el inicio del proceso de Consulta Pública, de la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER*”, la cual se anexa al presente informe.

II. ANTECEDENTES

- 1) El 21 de octubre de 2005, se llevó a cabo la XXVIII Reunión del Grupo Director del Proyecto SIEPAC, en la ciudad de Tegucigalpa en la República de Honduras, en la cual se adoptó el ACUERDO No. 2-GD/28, que en su punto 1 indica: “*Se autoriza incorporar la construcción de la Línea SIEPAC con torres previstas para un segundo circuito futuro y esta obra adicional será parte de la ampliación planificada denominada Línea SIEPAC (...)*”.
- 2) En octubre de 2005, el Grupo Director del Proyecto SIEPAC aprobó modificar la descripción de la Línea SIEPAC y así lo comunicó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), al Ente Operador Regional (EOR) y a la Empresa Propietaria de la Red (EPR), con el ACUERDO No. 2-GD/28.
- 3) El 15 de diciembre de 2005, la CRIE emitió la resolución CRIE-09-2005, mediante la cual se resolvió, entre otros, “*Aprobar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional // -RMER- (...)*”.

Además, se dispone en dicha resolución que “(...) *El Reglamento de El Mercado Eléctrico Regional, entrará en vigencia plena, hasta la puesta en operación de la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) (...)*”.

- 4) El 18 de septiembre de 2006, mediante la nota con número de referencia SIEPAC 2006-09-18B, la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC remitió a la CRIE el documento titulado “*ANÁLISIS DE TRATAMIENTO DE LA AMPLIACIÓN DE LA LINEA SIEPAC*”.
- 5) El 4 de marzo de 2010, la CRIE emitió la resolución CRIE NP-01-2010, a través de la cual, entre otros, se resolvió: “**PRIMERO:** *Modificar el Numeral I2.1, del Anexo I, de los Anexos del Libro III De la Transmisión, del RMER (...)*”.
- 6) El 28 de abril de 2016, la CRIE emitió la resolución CRIE-26-2016, mediante la cual en el CONSIDERANDO III página 3, se hace referencia a la finalización de construcción de la Línea SIEPAC, indicándose lo siguiente: “*(...) la compensación reactiva no se limita a los valores indicados anteriormente de 20 MVAR y 40 MVAR, en Guatemala y Nicaragua, respectivamente, ya que la capacidad de la línea SIEPAC aún no alcanza el valor de 300 MW, quedando pendiente establecer si se requiere o no equipos de compensación reactiva que viabilicen los 300 MW de capacidad de la línea SIEPAC y la instalación de los mismos, de requerirse. Solo y con posterioridad a lo antes indicado es que se podrá declarar la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC*”.
- 7) El 20 de mayo de 2021, el Consejo Director del MER (CDMER), remitió a la CRIE el “*Estudio de Factibilidad del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC y obras de transmisión complementarias*”; elaborado por la Universidad Pontificia Comillas y MRC Consultants and Transaction Advisers SLU, de España.
- 8) El 12 de abril de 2023, el CDMER mediante la nota con número de referencia CDMER 2023-0412, remitió a la CRIE las “*POLÍTICAS ESPECÍFICAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL EN LO QUE SE REFIERE A GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL*”.
- 9) El 25 de julio de 2024, la CRIE emitió la resolución CRIE-22-2024, en cuyo CONSIDERANDO VII, página 41, hace referencia a la finalización de construcción de la Línea SIEPAC, indicándose lo siguiente: “*Para el análisis de los proyectos planteados por la EPR, debe considerarse que aún no se ha finalizado la construcción de la Línea SIEPAC, la cual está constituida por una línea de transmisión en 230 kV de circuito sencillo, torres previstas para un doble circuito futuro, entre otros. Actualmente, algunas de estas torres ya cuentan con un segundo circuito instalado, lo cual se puede observar en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER.*”.
- 10) El 24 de octubre de 2024, en la Reunión presencial número 190, la Junta de Comisionados de la CRIE, adoptó el siguiente acuerdo:

“ACUERDO No. CRIE-04-190:

Instruir a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE, para que en una próxima reunión de Junta de Comisionados se presente un análisis con sus respectivas

recomendaciones sobre la definición de la Línea SIEPAC, establecida en el apartado I2 del Anexo I del Libro III del RMER, con énfasis en la finalización de dicha línea.”.

III. NORMATIVA APLICABLE

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

- *“**Artículo 2.** Los fines del Tratado son: (...) c) Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico. // d) Impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional. (...) f) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...) // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región”.*
- *“**Artículo 13.** Las empresas de transmisión regionales no podrán realizar las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad, ni podrán ser grandes consumidores”.*
- *“**Artículo 15.** Cada Gobierno designará a un ente público de su país para participar en una empresa de capital público o con participación privada con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países. Su pacto social de constitución asegurará que ningún socio pueda poseer un porcentaje de acciones que le den control mayoritario de la sociedad. Esta empresa denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), estará regida por el derecho privado y domiciliada legalmente en un país de América Central”.*
- *“**Artículo 16.** De acuerdo con los procedimientos legales de cada país, cada Gobierno otorga el respectivo permiso, autorización o concesión, según corresponda, a la EPR para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional. Este tendrá una duración de hasta treinta años prorrogables”.*
- *“**Artículo 18.** Con el propósito de dar un mejor y más efectivo cumplimiento a los fines de este Tratado y para ordenar las interrelaciones entre agentes del Mercado, se crean como Organismos Regionales, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR)”.*
- *“**Artículo 19.** La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia (...)”.*
- *“**Artículo 22.** Los objetivos generales de la CRIE son: // a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)”.*

- *“Artículo 23. Las facultades de la CRIE son, entre otras: // a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...)”.*

Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

- *“CONSIDERANDO: (...) // TERCERO: Que es necesario identificar la instancia por medio de la cual los Gobiernos desempeñarán las funciones que les asigna el Tratado Marco.”*
- *“REPRESENTACIÓN DE LOS GOBIERNOS // Artículo 15. Con el propósito de facilitar el cumplimiento a los compromisos de las Partes y coordinar la interrelación con los Organismos Regionales del Mercado Eléctrico Regional, se crea el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional.”*
- *“Artículo 16. El Consejo Director del MER estará constituido por un representante de cada Estado Parte, nombrados por el poder ejecutivo, que tengan competencia con la formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER. (...)”*
- *“Artículo 18. El Consejo Director del MER será responsable de: (...) // e) Facilitar el cumplimiento de las responsabilidades de los Gobiernos establecidas en el Tratado Marco y sus Protocolos”*

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

Libro I

- **“1.8.4.1 Aplicación**
 - a) *Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al RMER. Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;*
 - b) *Una modificación al RMER se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - c) *Las modificaciones al RMER podrán ser propuestas por cualquier agente del mercado, OS/OM, el EOR o por la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - d) *En la formulación y aprobación de modificaciones al RMER, la CRIE tomará en consideración los fines y objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.”.*

- **“1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la CRIE**

La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al RMER. La CRIE incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del MER descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del MER, la CRIE dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al RMER establecido en el numeral 1.8.4.4.”.

- **“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones**

a) La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;

b) La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;

c) La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;

d) Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;

e) Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE (...).”.

- **“2.3.2.1 La CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recogerá los análisis de la CRIE y las observaciones y propuestas**

presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER”.

- *“2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la CRIE podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al RMER”.*
- *“2.3.2.3 Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al RMER, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la CRIE deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe de Diagnóstico”.*
- *“2.3.2.4 El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.”.*

Libro III

- *“10.1.5 El EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional, a más tardar el último día hábil de octubre, previo al año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. (...)”*
- *“11.3.1.1 El Iniciador interesado en construir Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que realiza el EOR conforme el Capítulo 10 de este Libro, a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 de este Libro, podrán utilizar los estudios contenidos en dicho Plan para ser presentados ante la CRIE.”.*

Anexo I

- ***“I2 Definición***
I2.1 La Línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes:
 - a) línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado.
(...)*
 - b) bahías en las subestaciones:
(...)*
 - c) Los equipos de compensación reactiva consisten en:*

(...)

Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW.”.

- *“I2.2 Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE”.*
- *“I2.3 La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros”.*
- *“I2.4 Después de la finalización de la construcción de las instalaciones, las ampliaciones a la Línea SIEPAC serán tratadas de acuerdo al procedimiento de ampliaciones de la RTR detallado en el Capítulo 11 ‘Ampliaciones de la RTR’ del Libro III del RMER”.*

Reglamento Interno CRIE

- *“Artículo 17. Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”.*
- *“Artículo 20. La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. // c) Dictar los lineamientos para cumplir de los objetivos de la CRIE; // d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita; (...).”.*

Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE

- *“Artículo 1. El presente procedimiento tiene por objeto establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER).”.*

- *“Artículo 2. Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta. (...)”.*
- *“Artículo 4. El proceso de consulta pública para las propuestas de normas regionales, modificaciones a la regulación regional o los asuntos de importancia regional iniciará su trámite una vez que la CRIE lo ordene, mediante resolución motivada, con base en un informe técnico previo, elaborado por las Unidades Técnicas correspondientes. // En la resolución motivada, la CRIE establecerá de manera clara los alcances de la consulta, la necesidad detectada, la problemática a resolver con la propuesta, el procedimiento a seguir durante el proceso y designará los encargados de la consulta a fin de que las personas interesadas puedan tener una instancia para las aclaraciones.”.*

IV. ANÁLISIS

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), estableció en su artículo 15 que *“Cada Gobierno designará a un ente público de su país para participar en una empresa de capital público o con participación privada con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países. Su pacto social de constitución asegurará que ningún socio pueda poseer un porcentaje de acciones que le den control mayoritario de la sociedad. Esta empresa denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), estará regida por el derecho privado y domiciliada legalmente en un país de América Central”.*

Al respecto, el Tratado Marco establece las bases para el desarrollo de un primer sistema de transmisión regional destinado a fortalecer la interconexión eléctrica entre los seis países que conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER), sistema que tiene como propósito mejorar la infraestructura de transmisión eléctrica y facilitar el intercambio de energía eléctrica en la región. Para su implementación, se dispuso que cada gobierno designase un ente público para participar en la Empresa Propietaria de la Red (EPR), permitiendo además la incorporación de inversión privada.

En este contexto, el *“Informe de Factibilidad del Proyecto SIEPAC”*, completado en 1997, evaluó la viabilidad técnica y económica de la instalación de una línea de interconexión eléctrica regional, denominada Línea SIEPAC. Para este propósito, los países de América Central, el BID y el gobierno de España, impulsaron la realización de la consultoría: *“Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión denominada Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)”*.

Los estudios realizados concluyeron que la opción de menor costo para la interconexión regional era el desarrollo de una línea de transmisión eléctrica troncal de 230 kV con un solo circuito y una capacidad de transmisión de 300 MW. Esta solución presentaba características similares a los interconectores ya existentes en la región (230 kV y 300 MW de capacidad). Además, se determinó que integrar esta línea con los sistemas eléctricos nacionales a través de la conexión a diferentes subestaciones ubicadas dentro de estas áreas de control, junto con los Refuerzos Nacionales de

Transmisión adicionales requeridos, garantizarían una capacidad de transmisión confiable de 300 MW entre los países de la región.

Como responsable del desarrollo de la Línea SIEPAC, la EPR finalizó en el año 2001 un estudio de diseño preliminar para determinar sus características y estimar sus costos. Posteriormente, entre los años 2002 y 2005 se llevó a cabo el diseño definitivo de la infraestructura, así como la preparación de los documentos para la licitación de los diferentes tramos de las líneas y subestaciones.

Durante las etapas previas al inicio de la construcción, la EPR identificó diversas dificultades, entre ellas, la gestión de servidumbres, la demora en la obtención de aprobaciones gubernamentales para concesiones de obra y licencias ambientales. Poniendo de manifiesto que, en caso de que en el futuro se requiriera una nueva línea paralela para aumentar la capacidad de transmisión, su desarrollo sería un proceso complejo y costoso en comparación con la alternativa de desarrollar la Línea SIEPAC con las capacidades para albergar un segundo circuito desde el inicio.

Ante este escenario, la EPR recomendó evaluar la posibilidad de reemplazar la línea de circuito sencillo por una de doble circuito con capacidad técnica de transmisión de 600 MW, pero operando inicialmente con un solo circuito. Esta opción implicaba un costo incremental, principalmente asociado a la construcción de torres diseñadas para soportar dos circuitos en lugar de uno solo, pero facilitaría una futura ampliación con menor impacto económico y operativo.

En respuesta a la propuesta presentada por la EPR, el Grupo Director del Proyecto SIEPAC llevó a cabo los estudios técnicos y económicos necesarios para evaluar la viabilidad de modificar el diseño original de la Línea, pasando de un circuito sencillo a uno de doble circuito. Según este nuevo planteamiento, el segundo circuito y sus respectivas conexiones con las subestaciones nacionales serían instalados, una vez que existiera una justificación técnica y económica para su implementación.

En ese sentido, se redefinió la descripción de la Línea SIEPAC, considerando que el costo incremental de diseñar las torres para soportar dos circuitos sería compensado por el menor costo futuro de añadir un segundo circuito, en comparación con la construcción de dos líneas paralelas independientes. Tras la obtención de estos resultados, el Grupo Director aprobó en octubre de 2005 la modificación de la descripción de la Línea SIEPAC y lo comunicó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR) y a la EPR, como se transcribe a continuación:

“ACUERDO No. 2-GD/28

Considerando que:

- a) El Grupo Director, durante su XXVI Reunión, celebrada en la ciudad de Barcelona, España, durante los días 17 y 18 de mayo del 2005, y a solicitud de la EPR acordó autorizar la realización de estudios para la justificación técnica y económica de la alternativa de construcción de la Línea SIEPAC con torres previstas para un segundo circuito futuro.*
- b) La Unidad Ejecutora elaboró los términos de referencia y el contrato, con el apoyo del BID y la EPR, la consultoría correspondiente para la realización de los estudios técnico-económicos mencionados.*

- c) *Los estudios técnicos determinaron los límites de transferencia considerando el mencionado doble circuito. Los resultados de dichos estudios fueron presentados en la XX Reunión del CPE celebrada el día 20 de octubre de 2005.*
- d) *Los estudios económicos determinaron la factibilidad económica del segundo circuito (suponiendo que el segundo circuito se instala en el año 2012). Los resultados de dichos estudios fueron presentados en la XX Reunión del CPE.*
- e) *El CPE dispuso recomendar al Grupo Director otorgar su aprobación para que se disponga lo necesario para incorporar la prevista para el segundo circuito en el actual proyecto.*
- f) *Corresponde considerar la situación de la línea de doble circuito actualmente proyectada en la república de El Salvador, entre Ahuachapán y 15 de Septiembre, dado que uno de los circuitos está asignado a CEL.*

Acuerda:

1. *Se autoriza incorporar la construcción de la Línea SIEPAC con torres previstas para un segundo circuito futuro y esta obra adicional será parte de la ampliación planificada denominada Línea SIEPAC.*
2. *Solicitar a la Unidad Ejecutora comunicar a la EPR, EOR y CRIE este acuerdo, junto con copia de los estudios técnicos que justifican dicha modificación del proyecto.*
3. *La EPR deberá obtener las autorizaciones contractuales correspondientes del Banco Interamericano de Desarrollo.*
4. *Apoyar la decisión de la Junta Directiva de la EPR, de fijar un techo o monto máximo presupuestario para considerar las ofertas bajo la modalidad (b) del Addendum al Cartel. Dicho techo será de un 5 % por encima del presupuesto detallado de la licitación, incluyendo la prevista del segundo circuito.*
5. *Solicitar a la Unidad Ejecutora para que coordine el esfuerzo para determinar las opciones para que el doble circuito de la línea en El Salvador sea tratado con equidad regional, dada la decisión de dejar previsto el doble circuito para toda la región. Debe presentar las recomendaciones correspondientes para la próxima reunión del GD.”.*

A partir de lo anterior, se evidencia que el proyecto de la Línea SIEPAC fue concebido desde sus etapas iniciales con una visión de escalabilidad, al prever una infraestructura que permitiera la instalación de un segundo circuito en el futuro, asegurando así una capacidad de transmisión suficiente para satisfacer las necesidades futuras del MER, sin incurrir en los costos adicionales que implicaría la construcción de dos líneas paralelas. Esta configuración refleja una estrategia de eficiencia tanto económica y técnica, permitiendo la viabilidad de futuras expansiones sin una duplicación innecesaria de infraestructura.

Posteriormente, el 15 de diciembre de 2005, la CRIE emitió la resolución CRIE-09-2005, mediante la cual resolvió, entre otras cosas, aprobar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Este reglamento dispuso en el apartado I2 del Anexo I de su Libro III, los aspectos concernientes a la

definición de la Línea SIEPAC, siendo importante mencionar que dicho apartado ha sido modificado por las resoluciones CRIE-NP-01-2010, CRIE-P-13-2014, CRIE-P-15-2014, CRIE-26-2016, CRIE-52-2019, CRIE-03-2021 y CRIE-22-2024. En su versión más reciente, el apartado establece lo siguiente:

“I2 Definición

I2.1 La Línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes: // a) línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado.

(...)

b) bahías en las subestaciones:

(...)

c) Los equipos de compensación reactiva consisten en:

(...)

Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW.

I2.2 Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE.

I2.3 La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.

I2.4 Después de la finalización de la construcción de las instalaciones, las ampliaciones a la Línea SIEPAC serán tratadas de acuerdo al procedimiento de ampliaciones de la RTR detallado en el Capítulo 11 ‘Ampliaciones de la RTR’ del Libro III del RMER.”.

El 18 de septiembre de 2006, mediante la nota con número de referencia SIEPAC 2006-09-18B la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC, remitió a esta Comisión el documento denominado “ANÁLISIS DE TRATAMIENTO DE LA AMPLIACIÓN DE LA LINEA SIEPAC”, en dicha comunicación se indicó lo siguiente:

“(...) Como es de su conocimiento, la regulación regional aplicable a la Línea (sic) SIEPAC tiene particularidades especiales debido a que se trata del primer sistema de transmisión regional

que se desarrolla en la region (sic) centroamericana. Durante la elaboración y discusión del RMER se incorporó la definición actual de la Línea (sic) SIEPAC como una línea (sic) de circuito sencillo montada en torres de doble circuito, pero no se determinó el tratamiento específico (sic) de la ampliación de dicha línea (sic) por medio de la instalación del segundo circuito. (...)”.

Adicionalmente, el documento desarrollado por la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC, para el caso en el que la instalación del segundo circuito de la Línea SIEPAC resultara como Ampliación Planificada, recomendó lo siguiente:

“(...) Debido a posibles conflictos con la Instalación del Segundo Circuito, como ampliación Planificada, por parte de un Agente Transmisor distinto de la EPR en instalaciones de la EPR, es necesario realizar una mejora regulatoria al RMER que establezca:

En el caso de que la Instalación del Segundo Circuito en determinados tramos de la Línea (sic) SIEPAC sea una Ampliación Planificada:

- *La EPR sera (sic) la realizadora y propietaria de la Instalación del Segundo Circuito (...)”.*

A partir de lo anterior, es importante destacar que la Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC, identificó posibles dificultades derivadas de que un Agente Transmisor distinto a la EPR, lleve a cabo la construcción del segundo circuito de la Línea SIEPAC, sobre los activos que son propiedad de la EPR. Ante este escenario, recomendó realizar una mejora regulatoria al RMER de manera que la EPR asumiera el rol de *“realizadora y propietaria de la Instalación del Segundo Circuito”*, garantizando así una gestión unificada de la infraestructura y congruente con los principios y criterios con los cuales se decidió realizar la inversión de la prevista del segundo circuito.

Por su parte, resulta relevante mencionar el *“Estudio de Factibilidad del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC y Obras de Transmisión Complementarias”*, elaborado por la Universidad Pontificia Comillas y MRC Consultants and Transaction Advisers SLU, de España, del 28 de diciembre de 2020, coordinado por el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER). Este estudio en la sección denominada recomendaciones regulatorias, con respecto a la ejecución del segundo circuito de la Línea SIEPAC, indicó lo siguiente:

“En el Tratado Marco (sic) indica que la EPR tendrá por fin ‘... desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países’. La expresión utilizada permite una posible doble interpretación: Que el primer sistema de transmisión regional es la línea SIEPAC ya construida, o la línea SIEPAC completa, la cual incluiría dos circuitos: el primero ya construido y el segundo que se tendería sobre las torres actuales (la ‘prevista’). En este caso, ambos deberían ser asignados a la EPR. (...). Dada la posible doble interpretación en la redacción del Tratado Marco con relación a la excepción que debería hacerse a favor de la EPR en la construcción del primer sistema de transmisión regional, la decisión final respecto de qué proceso seguir para el desarrollo de la segunda línea de transmisión regional dependerá fundamentalmente de la voluntad política de los países miembros.”

El estudio indicado aborda la interpretación del Tratado Marco respecto al primer sistema de transmisión regional, bajo dos perspectivas: una que lo considera como la línea construida en ese

momento y otra que lo concibe como una infraestructura que incluye tanto el primer circuito en operación como el segundo circuito proyectado. Desde esta última perspectiva, el estudio sugirió que ambos circuitos fuesen asignados a la EPR.

Por lo tanto, tomando en cuenta la recomendación del estudio y considerando que el desarrollo del segundo circuito previsto en el proyecto de la Línea SIEPAC, depende en gran medida de la voluntad política de los países miembros, es relevante hacer referencia al documento elaborado por el CDMER, denominado: *“POLÍTICAS ESPECÍFICAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL EN LO QUE SE REFIERE A GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL”*, remitido a esta Comisión mediante la nota con número de referencia CDMER 2023-0412, el 12 de abril de 2023. En dicho documento, el CDMER estableció como políticas específicas: *“Completar el desarrollo del Primer Sistema de Transmisión Regional, establecido en el Artículo No. 15 del Tratado Marco y sus Protocolos, por medio de Ampliaciones a la Transmisión Regional de los tramos del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC, asignadas a la EPR. // Las Ampliaciones a la Transmisión Regional de los tramos del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC deben considerar la planificación y ejecución de la (sic) Ampliaciones de Transmisión Nacional (informadas y pendientes), aumentar la Capacidad de Intercambio Internacional Mínima y ser técnica y económicamente factibles. // Las Ampliaciones a la Transmisión Regional de los tramos del Segundo Circuito de la Línea SIEPAC deben ser asignadas explícitamente a la EPR luego del aval previo del CDMER”*.

De lo anterior se desprende, que el primer sistema de transmisión regional tal como lo establece el Tratado Marco, fue concebido desde el inicio como un proyecto a desarrollarse en dos etapas: (i) la construcción del primer circuito y (ii) la posterior instalación del segundo circuito, tal como lo indicó el CDMER en su documento denominado: *“POLÍTICAS ESPECÍFICAS DE INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL EN LO QUE SE REFIERE A GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL”*.

Ahora bien, en cumplimiento a lo establecido en el RMER, la CRIE ha tratado la ejecución del segundo circuito como una actualización de la infraestructura existente, esto se evidencia a través de lo resuelto en las resoluciones CRIE-NP-01-2010, CRIE-P-13-2014, CRIE-P-15-2014, CRIE-26-2016, CRIE-52-2019, CRIE-03-2021 y CRIE-22-2024, aplicando para ello el mecanismo establecido en la regulación regional. Al respecto, el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER dispone que: *“La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros”*.

A continuación, se analiza la regulación aplicable a la definición de la Línea SIEPAC, con el fin de evaluar la necesidad o conveniencia de realizar ajustes a esta.

1) Apartado I2 del Libro III del RMER

a. Definición de la Línea SIEPAC

La Línea SIEPAC está definida en el numeral I2.1 del Libro III del RMER como *“el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes: a) línea de transmisión de*

230 kV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado: (...) La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada. b) bahías en las subestaciones: (...) c) Los equipos de compensación reactiva consisten en: (...) Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW.” .

Respecto a lo establecido en el referido numeral I2.1 se puede inferir, que la Línea SIEPAC se define como el primer sistema de transmisión regional, consistente en una línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres diseñadas para permitir la instalación de un segundo circuito en el futuro. Esta previsión para doble circuito en las torres sugiere que el segundo circuito es una extensión inherente al diseño de la línea.

Se debe traer a colación lo previamente abordado, referente a que, desde su concepción la Línea SIEPAC fue planificada para ofrecer flexibilidad de expansión en función de la demanda creciente de transmisión regional, según lo demuestran las decisiones estratégicas anteriores, como el acuerdo del Grupo Director del Proyecto SIEPAC en 2005. Estos antecedentes resaltan la intención de desarrollar una infraestructura escalable, con una configuración diseñada para dos circuitos, habilitando la capacidad necesaria para adaptarse a las necesidades del MER.

La definición actual menciona un “*circuito sencillo*” y la previsión de un doble circuito futuro, lo que puede dejar a interpretaciones el hecho de que el segundo circuito forma parte de la Línea SIEPAC y si su desarrollo, conforme al artículo 15 del Tratado Marco, debe ser llevado a cabo por la EPR como parte del primer sistema de transmisión regional. Esta ambigüedad podría generar dificultades en caso de que un Agente Transmisor distinto a la EPR pretenda ejecutar la construcción de tramos del segundo circuito de la Línea SIEPAC, sobre los activos que son propiedad de la EPR.

Ante esto, se identifica necesario realizar un ajuste en la redacción en el numeral I2.1 denominado “*Definición*” del Anexo I del Libro III del RMER, para reflejar explícitamente que la Línea SIEPAC está constituida por un doble circuito y precisar que el segundo circuito forma parte integral de su infraestructura. Con esta modificación, se fortalecería la seguridad jurídica en torno a la definición de la Línea SIEPAC, en procura de una coherencia con los principios bajo los cuales fue concebida y evitando posibles conflictos operativos o regulatorios derivados de la ambigüedad detectada.

Este ajuste no modifica el concepto de la Línea, sino que busca clarificar que la infraestructura incluye dos circuitos, lo que contribuiría a una mejor comprensión sobre el alcance de la Línea, alineando el texto con la visión de largo plazo con la que fue conceptualizada desde su diseño, facilitando la gestión normativa y operativa de la infraestructura; además de que esto está en sintonía con la visión del organismo que rige las políticas del MER.

b. Finalización de la Construcción de la Línea SIEPAC

En cuanto a la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC, la única referencia con la que cuenta el RMER es el numeral I2.4 del Anexo I del Libro III, el cual establece que “*Después de la*

finalización de la construcción de las instalaciones, las ampliaciones a la Línea SIEPAC serán tratadas de acuerdo al procedimiento de ampliaciones de la RTR detallado en el Capítulo 11 'Ampliaciones de la RTR' del Libro III del RMER.”. Ahora bien, como se indicó previamente, a partir de la definición contenida en el numeral I2.1 del Libro III del RMER, la Línea SIEPAC se describe como el primer sistema de transmisión regional, estructurado como una línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres que prevén la posibilidad de un segundo circuito en el futuro. De manera explícita, incluye la lista de tramos que la componen tanto del primer circuito como del segundo, exceptuando ciertos tramos de este último; no obstante, se considera adecuado establecer normativamente el momento en que se puede considerar finalizada la construcción de esta infraestructura.

El citado numeral I2.1 además de mencionar componentes específicos como la línea de transmisión y el cable de guarda OPGW, también hace mención sobre equipos de compensación reactiva, los cuales responden a necesidades de corto plazo identificados en los estudios elaborados por la EPR en una primera etapa. No obstante, la previsión para un segundo circuito y la referencia a posibles necesidades futuras de compensación reactiva, a medida que se incrementen las transacciones regionales, indican que la infraestructura está pensada para crecer en respuesta a las necesidades de transmisión; es decir, el diseño anticipa necesidades futuras del MER para las cuales se utilizaría el segundo circuito disponible y la inclusión de eventuales equipos de compensación reactiva.

Por su parte, se debe mencionar que esta Comisión en el Considerando III de la resolución CRIE-26-2016, indicó lo siguiente:

“Finalización de construcción de la Línea SIEPAC

Que mediante la Resolución CRIE-NP-01-2010, de 4 de marzo de 2010, se modificó la definición de la Línea SIEPAC contenida en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, señalándose en cuanto a los equipos de compensación reactiva, los cuales constituyen parte integrante de la Línea SIEPAC, lo siguiente: ‘Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW’.

Por su parte, la Resolución CRIE-P-20-2014, de fecha 3 de septiembre de 2014, fijó que la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquiera par de países miembros del MER que se debe mantener en todo momento es de 300 MW, en ambos sentidos, la cual se utilizará únicamente para los efectos del desarrollo de los estudios de planificación regional de mediano y largo plazo, de conformidad con lo establecido en el numeral 10.1.2 del Libro III del RMER.

Mediante Nota CRIE-SE-222-27-08-2015, fechada 27 de agosto de 2015, la CRIE respondiendo a consulta formulada por el EOR indica lo siguiente: ‘Tal y como señala la Resolución CRIE-NP-01-2010, la compensación reactiva no se limita a los valores indicados anteriormente de 20 MVAR y 40 MVAR, en Guatemala y Nicaragua, respectivamente, ya que la capacidad de la línea SIEPAC aún no alcanza el valor de 300 MW, quedando pendiente establecer si se requiere o no equipos de compensación reactiva que viabilicen los 300 MW de capacidad de la línea SIEPAC y la instalación

de los mismos, de requerirse. Sólo y con posterioridad a lo antes indicado es que se podrá declarar la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC”.

Al respecto, se debe indicar que esta Comisión mediante la resolución CRIE-26-2016 estableció un criterio para la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC basado en la capacidad efectiva de transmisión de 300 MW y la necesidad de contar con los equipos de compensación reactiva que aseguren esta operatividad. En su momento, este enfoque respondía a la configuración del mercado y a la necesidad de garantizar la estabilidad del sistema regional con la infraestructura disponible. Sin embargo, este criterio se formuló bajo una concepción en la que la Línea SIEPAC aún operaba con un único circuito, lo que hacía necesario priorizar la optimización de su capacidad dentro de esa configuración.

Como se ha explicado en las líneas precedentes el diseño original de la Línea SIEPAC contempló desde un principio la posibilidad de un segundo circuito, el cual se concibió como parte integral del desarrollo del primer sistema de transmisión regional, ya que permitiría ampliar su capacidad y eficiencia en función del crecimiento de la demanda regional. En este contexto, considerar la finalización de la construcción únicamente en función de la capacidad operativa de 300 MW y la compensación reactiva podría no estar en consonancia con la naturaleza del proyecto.

Desde una perspectiva técnica-regulatoria, resulta más adecuado establecer un criterio de finalización de la Línea SIEPAC que refleje el diseño original del proyecto y que permita una gestión más eficiente de ésta. A partir de lo expuesto, se debe señalar que la naturaleza dinámica del derecho y la evolución constante de los mercados regulados exigen que los criterios normativos y regulatorios se adapten a las nuevas realidades y necesidades que surgen con el tiempo.

En este sentido, la CRIE en el ejercicio de su facultad reguladora, tiene la responsabilidad de elaborar informes de diagnóstico cuando existe una necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la regulación regional, con el fin de procurar que las normas mantengan su eficacia y pertinencia. En este caso particular, se ha identificado que el apartado I2 del Anexo I del Libro III del RMER que regula aspectos de la Línea SIEPAC, como su definición, su constitución y aspectos técnicos relevantes, no establece un criterio para la finalización de la construcción de ésta, aún y cuando mediante la resolución CRIE-26-2016, se estableció un criterio basado en la verificación de una capacidad operativa de transmisión de 300 MW y la instalación de equipos de compensación reactiva necesarios para sostener esta capacidad; este no se ajusta al diseño y características de la Línea SIEPAC.

Ahora bien, considerando la realidad actual del MER y el diseño de la Línea SIEPAC, en el cual se incluyó desde un principio la previsión de un segundo circuito para satisfacer futuras demandas de transmisión derivadas de la evolución gradual del Mercado hacia un estado más amplio, abierto y competitivo, la construcción de la infraestructura debiese alcanzar su “*finalización*” una vez se instale este segundo circuito. Desde una perspectiva tanto técnica como normativa, esto contribuiría a una definición más clara y adecuada de la “*finalización*” de la construcción de la Línea SIEPAC, reflejando así la infraestructura prevista en el diseño original y permitiendo al MER una gestión más eficiente de la mencionada Línea.

Por lo tanto, se considera conveniente realizar un ajuste en el numeral I2.4, con el propósito de especificar que la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC se alcanzará cuando se ejecute el segundo circuito, utilizando las torres diseñadas para soportar ambos circuitos, excepto donde es

notado en la sección a) del apartado I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER. Asimismo, mientras no se haya declarado la finalización de la construcción de la referida línea, la EPR podrá ejecutar la instalación de equipos de compensación reactiva según lo establecido en la nota del literal c) del apartado I2.1.

c. Numerales I2.2 e I2.3

Debido a los análisis previos realizados en los literales a y b del presente informe, se ha identificado la necesidad de armonizar los conceptos establecidos en los numerales I2.2 e I.2.3 del Anexo I del Libro III del RMER para que sean consistentes, actualmente estos numerales indican lo siguiente: *“Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE.”* y *“La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.”*

A partir de las experiencias adquiridas por esta Comisión en la aplicación del proceso establecido en los numerales I2.2 e I2.3 para la actualización de la definición de la Línea SIEPAC (resoluciones CRIE-26-2016, CRIE-52-2019, CRIE-03-2021 y CRIE-22-2024), y ante las modificaciones identificadas en este informe en los literales previos; se ha evidenciado la necesidad de modificar dichos numerales, principalmente con dos objetivos, dar un marco de referencia al alcance de los estudios técnicos y económicos que debe presentar la EPR y dar lineamientos que estructuren el proceso que debe seguir la EPR de manera clara, para evitar reprocesos o ambigüedades que generen ineficiencias.

En ese sentido, a la luz de lo dispuesto en el numeral I4.1 del Anexo I del Libro III del RMER, respecto a que la Línea SIEPAC definida en el numeral I2.1 constituye una ampliación regional planificada, resulta pertinente aclarar que el alcance de los estudios técnicos y económicos que debe presentar la EPR a efecto de actualizar únicamente los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a la definición del referido numeral I2.1, deben cumplir con los requerimientos técnicos y económicos establecidos en el capítulo 10 del Libro III del RMER para clasificar como ampliación regional planificada, el tramo de línea que se pretende incluir en el numeral I2.1, para lo cual la EPR deberá solicitar las premisas técnicas y bases de datos respectivas al EOR, en las cuales se definan de manera detallada los alcances de los análisis.

Asimismo, la EPR podrá solicitar esta actualización en aquellos casos en los que el tramo del segundo circuito de la mencionada Línea, haya sido identificados, por el EOR, como ampliación regional planificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional vigente a la fecha, en este caso la EPR podrá presentar a esta Comisión el mencionado Plan de Expansión para sustentar técnica y económicamente su solicitud de actualización de la definición de la Línea SIEPAC.

Asimismo, se considera adecuado modificar el texto de los numerales I2.2 e I2.3, para clarificar que la solicitud de actualización únicamente de los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a la definición de la Línea SIEPAC deberá ser presentada a la CRIE, por la EPR, solamente cuando esta cuente con la evaluación del EOR

sobre los estudios técnicos y económicos, y la respectiva recomendación de este último, así como la autorización de los Gobiernos de los Países Miembros del MER, remitida por el CDMER.

d) Numeral I5.12

Debido al análisis contenido en el presente informe, se ha identificado la necesidad de precisar lo establecido en el numeral I5.12 del Anexo I del Libro III del RMER, en cuanto a que la titularidad de la Línea SIEPAC corresponde a la EPR, de manera que el texto sea consistente, lo anterior considerando que actualmente este numeral indica lo siguiente: *“Para Línea SIEPAC, cuyo titular es una Empresa de Transmisión Regional, y para las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, cuyos titulares sean Empresas de Transmisión Regional; si el Agente Transmisor titular permite a terceros el uso o la utilización como soporte físico de instalaciones o equipos, que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional, para el desarrollo de actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, se le hará un descuento al Ingreso Autorizado Regional que será definido por la CRIE sobre la base de los beneficios generados por dicha actividad. En ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero.”*

En este caso, es necesario modificar el numeral mencionado, con el objetivo de hacer referencia al titular de la Línea SIEPAC, o sea la Empresa Propietaria de la Red (EPR), y así evitar ambigüedades o interpretaciones erróneas de la norma regional.

2) Ajuste a las Tablas del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER

Como parte del análisis contenido en el presente informe, se ha identificado la necesidad de realizar ajustes en las tablas de los literales a) y b) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER. Estos ajustes tienen el propósito de reflejar con mayor precisión la composición de la Línea SIEPAC y evitar ambigüedades en su definición y estructura. Además, se pretende que la información refleje adecuadamente la propiedad de los tramos, así como la existencia de tramos del segundo circuito pendientes de ser ejecutados.

En cuanto a la tabla del literal a), se requiere especificar qué tramos del segundo circuito son propiedad de la EPR, también es necesario realizar una corrección en la descripción del tramo *“Torre T – San Buenaventura”*, invirtiendo el orden en la denominación del tramo para reflejar la dirección correcta como *“San Buenaventura – Torre T”* y, además, incorporar la longitud del segundo circuito para dejar en claro que se trata de una infraestructura de doble circuito.

Adicionalmente, se deben ajustar los llamados a nota, con el fin de identificar qué tramos de la Línea SIEPAC pasaron a ser propiedad de sistemas de transmisión nacional, como ocurre en algunos tramos de El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Por su parte, se modificará la referencia al cable de guarda OPGW con el objetivo de especificar que el tramo de cable de guarda OPGW instalado entre la Torre “T” y la subestación El Cajón en Honduras forma parte de la Línea SIEPAC.

Por otro lado, la tabla del literal b), relativa a las bahías en subestaciones, también será ajustada con el propósito de modificar algunas de las conexiones de la subestación San Buenaventura en Honduras, eliminando las referencias a las conexiones con las subestaciones El Cajón y Toncontín, y en su lugar, estableciendo la conexión con la Torre “T”. Asimismo, se agrupa la cantidad de bahías asignadas a

esta subestación, pasando de una bahía en cada conexión anterior a dos bahías en la conexión con la Torre “T”.

Es importante señalar que, con los cambios anteriormente indicados se mantiene la infraestructura de la Línea SIEPAC que se ha puesto en operación comercial a la fecha, descrita en el numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER. Ahora bien, el IAR reconocido actualmente ya incluye la operación de estas líneas por lo cual no habrá un incremento en el rubro de AOM por la modificación descrita.

3) PROPUESTA DE MEJORA DE LA NORMA

Derivado de las razones expuestas anteriormente, se considera adecuado actualizar el apartado I2 del Anexo I del Libro III del RMER, con el objetivo de, entre otras cosas, proporcionar claridad y evitar ambigüedades respecto a la definición de la Línea SIEPAC y su correspondiente finalización.

En ese sentido, se presenta a continuación, en formato comparativo, la norma vigente y la propuesta de modificación normativa:

#	NORMA VIGENTE	PROPUESTA DE NORMA																																																
1	I2 Definición	I2 Definición																																																
2	<p>I2.1 La Línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes:</p> <p>a) línea de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado: (...)</p>	<p>I2.1 La Línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes:</p> <p>a) línea de transmisión de 230 kV de doble circuito sencillo, con torres diseñadas para soportarlos, compuesta por un primer circuito en operación comercial y un segundo circuito constituido por tramos en operación comercial y tramos pendientes de ejecución, con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado con llamados a nota que identifican los tramos que no son propiedad de la EPR: (...)</p>																																																
3	<p>Tabla del literal a) del numeral I2.1</p> <p>1. Guatemala</p> <table border="1"> <tr> <td>Guatemala</td> <td>Aguacapa – La Vega II (6)</td> <td>28.7</td> <td>EPR</td> <td rowspan="5">282.4</td> <td>29</td> <td>INDE</td> <td rowspan="5">29</td> </tr> <tr> <td></td> <td>La Vega II – Frontera El Salvador</td> <td>70.8</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Guate Norte – San Agustín</td> <td>52.6</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td></td> <td>San Agustín – Panaluya</td> <td>56.3</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Panaluya – Frontera Honduras</td> <td>74</td> <td>EPR</td> </tr> </table>	Guatemala	Aguacapa – La Vega II (6)	28.7	EPR	282.4	29	INDE	29		La Vega II – Frontera El Salvador	70.8	EPR		Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR		San Agustín – Panaluya	56.3	EPR		Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR	<p>Tabla del literal a) del numeral I2.1</p> <p>1. Guatemala</p> <table border="1"> <tr> <td>Guatemala</td> <td>Aguacapa – La Vega II (6)</td> <td>28.7</td> <td>EPR</td> <td rowspan="5">282.4</td> <td>29</td> <td>INDE</td> <td rowspan="5">29</td> </tr> <tr> <td></td> <td>La Vega II – Frontera El Salvador</td> <td>70.8</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Guate Norte – San Agustín</td> <td>52.6</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td></td> <td>San Agustín – Panaluya</td> <td>56.3</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Panaluya – Frontera Honduras</td> <td>74</td> <td>EPR</td> </tr> </table>	Guatemala	Aguacapa – La Vega II (6)	28.7	EPR	282.4	29	INDE	29		La Vega II – Frontera El Salvador	70.8	EPR		Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR		San Agustín – Panaluya	56.3	EPR		Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR
Guatemala	Aguacapa – La Vega II (6)	28.7	EPR	282.4	29		INDE	29																																										
	La Vega II – Frontera El Salvador	70.8	EPR																																															
	Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR																																															
	San Agustín – Panaluya	56.3	EPR																																															
	Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR																																															
Guatemala	Aguacapa – La Vega II (6)	28.7	EPR	282.4	29	INDE	29																																											
	La Vega II – Frontera El Salvador	70.8	EPR																																															
	Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR																																															
	San Agustín – Panaluya	56.3	EPR																																															
	Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR																																															

#	NORMA VIGENTE	PROPUESTA DE NORMA																																																																																																																																																																																																																																																																																				
	<p>2. El Salvador</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="4">El Salvador</td> <td>Frontera Guatemala – Ahuachapán</td> <td>19</td> <td>EPR</td> <td rowspan="4">288.3</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ahuachapán – Nejapa (1)</td> <td>90.1</td> <td>EPR</td> <td>(1)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nejapa – 15 Septiembre (1)</td> <td>86</td> <td>EPR</td> <td>(1)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>15 Septiembre - Frontera Honduras</td> <td>93.2</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>3. Honduras</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="5">Honduras</td> <td>Frontera El Salvador – Agua Caliente</td> <td>54</td> <td>EPR</td> <td rowspan="5">270</td> <td>61</td> <td>EPR</td> <td rowspan="5">61</td> </tr> <tr> <td>Agua Caliente – Frontera Nicaragua</td> <td>61</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Torre “T” - San Buenaventura (2)</td> <td>14</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura – La Entrada (7)</td> <td>87</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>La Entrada – Frontera Guatemala</td> <td>54</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>4. Nicaragua</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="6">Nicaragua</td> <td>Frontera Honduras – Sandino</td> <td>117.5</td> <td>EPR</td> <td rowspan="6">317.9</td> <td>117.5</td> <td>EPR</td> <td rowspan="6">319.3</td> </tr> <tr> <td>Sandino – Ticumantepe (4)</td> <td>64.4</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ticumantepe – La Virgen</td> <td>104</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>La Virgen – Frontera Costa Rica</td> <td>32</td> <td>EPR</td> <td>32</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td>Sandino – Masaya (3)</td> <td>(3)</td> <td></td> <td>81.3</td> <td>ENATREL</td> </tr> <tr> <td>Masaya – La Virgen (5)</td> <td>(5)</td> <td></td> <td>88.5</td> <td>EPR</td> </tr> </table> <p>5. Costa Rica</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="6">Costa Rica</td> <td>Frontera Nicaragua – Fortuna</td> <td>91.3</td> <td>EPR</td> <td rowspan="6">496.9</td> <td>91.3</td> <td>EPR</td> <td rowspan="6">91.3</td> </tr> <tr> <td>Fortuna – Cañas</td> <td>38.4</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cañas – Jacó (8)</td> <td>134.7</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Jacó – Parrita</td> <td>25</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Parrita – Palmar Norte</td> <td>133.9</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Palmar Norte – Río Claro</td> <td>50.9</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Río Claro – Frontera Panamá</td> <td>22.7</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>6. Total</p> <table border="1"> <tr> <td>TOTAL</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>1,805.5</td> <td></td> <td></td> <td>500.6</td> </tr> </table>	El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	288.3				Ahuachapán – Nejapa (1)	90.1	EPR	(1)			Nejapa – 15 Septiembre (1)	86	EPR	(1)			15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR				Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270	61	EPR	61	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR			Torre “T” - San Buenaventura (2)	14	EPR			San Buenaventura – La Entrada (7)	87	EPR			La Entrada – Frontera Guatemala	54	EPR			Nicaragua	Frontera Honduras – Sandino	117.5	EPR	317.9	117.5	EPR	319.3	Sandino – Ticumantepe (4)	64.4	EPR			Ticumantepe – La Virgen	104	EPR			La Virgen – Frontera Costa Rica	32	EPR	32	EPR	Sandino – Masaya (3)	(3)		81.3	ENATREL	Masaya – La Virgen (5)	(5)		88.5	EPR	Costa Rica	Frontera Nicaragua – Fortuna	91.3	EPR	496.9	91.3	EPR	91.3	Fortuna – Cañas	38.4	EPR			Cañas – Jacó (8)	134.7	EPR			Jacó – Parrita	25	EPR			Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR			Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR			Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR			TOTAL				1,805.5			500.6	<p>2. El Salvador</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="4">El Salvador</td> <td>Frontera Guatemala – Ahuachapán</td> <td>19</td> <td>EPR</td> <td rowspan="4">288.3</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ahuachapán – Nejapa (1)</td> <td>90.1</td> <td>EPR</td> <td>(1)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Nejapa – 15 Septiembre (1)</td> <td>86</td> <td>EPR</td> <td>(1)</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>15 Septiembre - Frontera Honduras</td> <td>93.2</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>3. Honduras</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="5">Honduras</td> <td>Frontera El Salvador – Agua Caliente</td> <td>54</td> <td>EPR</td> <td rowspan="5">270</td> <td>61</td> <td>EPR</td> <td rowspan="5">6175</td> </tr> <tr> <td>Agua Caliente – Frontera Nicaragua</td> <td>61</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Torre “T” - San Buenaventura - Torre “T” (2)</td> <td>14</td> <td>EPR</td> <td>14</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura – La Entrada (7)</td> <td>87</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>La Entrada – Frontera Guatemala</td> <td>54</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>4. Nicaragua</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="7">Nicaragua</td> <td>Frontera Honduras – Sandino</td> <td>117.5</td> <td>EPR</td> <td rowspan="7">317.9</td> <td>117.5</td> <td>EPR</td> <td rowspan="7">238 319.3</td> </tr> <tr> <td>Sandino – Ticumantepe (4)</td> <td>64.4</td> <td>EPR</td> <td>(2)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Ticumantepe – La Virgen Torre 45</td> <td>16.5 404</td> <td>EPR</td> <td>(2)</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Torre 45 – La Virgen</td> <td>87.5</td> <td>EPR</td> <td>87.5</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td>Masaya – Torre 45</td> <td>(2)</td> <td></td> <td>1</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td>La Virgen – Frontera Costa Rica</td> <td>32</td> <td>EPR</td> <td>32</td> <td>EPR</td> </tr> <tr> <td>Sandino – Masaya (3)</td> <td>(3)</td> <td></td> <td>81.3</td> <td>ENATREL</td> </tr> <tr> <td>Masaya – La Virgen (5)</td> <td>(5)</td> <td></td> <td>88.5</td> <td>EPR</td> </tr> </table> <p>5. Costa Rica</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="7">Costa Rica</td> <td>Frontera Nicaragua – Fortuna</td> <td>91.3</td> <td>EPR</td> <td rowspan="7">496.9</td> <td>91.3</td> <td>EPR</td> <td rowspan="7">91.3</td> </tr> <tr> <td>Fortuna – Cañas</td> <td>38.4</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Cañas – Derivación S/E Jacó (8)</td> <td>134.7</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Derivación S/E Jacó – Parrita</td> <td>25</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Parrita – Palmar Norte</td> <td>133.9</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Palmar Norte – Río Claro</td> <td>50.9</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Río Claro – Frontera Panamá</td> <td>22.7</td> <td>EPR</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>6. Total</p> <table border="1"> <tr> <td>TOTAL</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>1,805.5</td> <td></td> <td></td> <td>404.3 500.6</td> </tr> </table>	El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	288.3				Ahuachapán – Nejapa (1)	90.1	EPR	(1)			Nejapa – 15 Septiembre (1)	86	EPR	(1)			15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR				Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270	61	EPR	6175	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR			Torre “T” - San Buenaventura - Torre “T” (2)	14	EPR	14	EPR	San Buenaventura – La Entrada (7)	87	EPR			La Entrada – Frontera Guatemala	54	EPR			Nicaragua	Frontera Honduras – Sandino	117.5	EPR	317.9	117.5	EPR	238 319.3	Sandino – Ticumantepe (4)	64.4	EPR	(2)		Ticumantepe – La Virgen Torre 45	16.5 404	EPR	(2)		Torre 45 – La Virgen	87.5	EPR	87.5	EPR	Masaya – Torre 45	(2)		1	EPR	La Virgen – Frontera Costa Rica	32	EPR	32	EPR	Sandino – Masaya (3)	(3)		81.3	ENATREL	Masaya – La Virgen (5)	(5)		88.5	EPR	Costa Rica	Frontera Nicaragua – Fortuna	91.3	EPR	496.9	91.3	EPR	91.3	Fortuna – Cañas	38.4	EPR			Cañas – Derivación S/E Jacó (8)	134.7	EPR			Derivación S/E Jacó – Parrita	25	EPR			Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR			Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR			Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR			TOTAL				1,805.5			404.3 500.6
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán		19	EPR	288.3																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	Ahuachapán – Nejapa (1)		90.1	EPR			(1)																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Nejapa – 15 Septiembre (1)		86	EPR			(1)																																																																																																																																																																																																																																																																															
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270	61	EPR	61																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Torre “T” - San Buenaventura (2)	14	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	San Buenaventura – La Entrada (7)	87	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	La Entrada – Frontera Guatemala	54	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Nicaragua	Frontera Honduras – Sandino	117.5	EPR	317.9	117.5	EPR	319.3																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Sandino – Ticumantepe (4)	64.4	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Ticumantepe – La Virgen	104	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	La Virgen – Frontera Costa Rica	32	EPR		32	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																
	Sandino – Masaya (3)	(3)			81.3	ENATREL																																																																																																																																																																																																																																																																																
	Masaya – La Virgen (5)	(5)			88.5	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																
Costa Rica	Frontera Nicaragua – Fortuna	91.3	EPR	496.9	91.3	EPR	91.3																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Fortuna – Cañas	38.4	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Cañas – Jacó (8)	134.7	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Jacó – Parrita	25	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																				
TOTAL				1,805.5			500.6																																																																																																																																																																																																																																																																															
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	288.3																																																																																																																																																																																																																																																																																		
	Ahuachapán – Nejapa (1)	90.1	EPR		(1)																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	Nejapa – 15 Septiembre (1)	86	EPR		(1)																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270	61	EPR	6175																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Torre “T” - San Buenaventura - Torre “T” (2)	14	EPR		14	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																
	San Buenaventura – La Entrada (7)	87	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	La Entrada – Frontera Guatemala	54	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
Nicaragua	Frontera Honduras – Sandino	117.5	EPR	317.9	117.5	EPR	238 319.3																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Sandino – Ticumantepe (4)	64.4	EPR		(2)																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	Ticumantepe – La Virgen Torre 45	16.5 404	EPR		(2)																																																																																																																																																																																																																																																																																	
	Torre 45 – La Virgen	87.5	EPR		87.5	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																
	Masaya – Torre 45	(2)			1	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																
	La Virgen – Frontera Costa Rica	32	EPR		32	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																
	Sandino – Masaya (3)	(3)			81.3	ENATREL																																																																																																																																																																																																																																																																																
Masaya – La Virgen (5)	(5)		88.5	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Costa Rica	Frontera Nicaragua – Fortuna	91.3	EPR	496.9	91.3	EPR	91.3																																																																																																																																																																																																																																																																															
	Fortuna – Cañas	38.4	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Cañas – Derivación S/E Jacó (8)	134.7	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Derivación S/E Jacó – Parrita	25	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Parrita – Palmar Norte	133.9	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
	Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR																																																																																																																																																																																																																																																																																			
TOTAL				1,805.5			404.3 500.6																																																																																																																																																																																																																																																																															
4	<p>Llamados de la Tabla del literal a) del numeral I2.1</p> <p>(1) En los tramos 15 de Septiembre–Nejapa–Ahuachapán, un circuito será parte de la Línea SIEPAC y el otro será parte del sistema de transmisión de ETESAL.</p> <p>(2) Este tramo incluye el cable OPGW que será instalado entre la Torre “T” y la subestación de El Cajón.</p> <p>(3) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino–Masaya.</p> <p>(4) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino-Masaya.</p>	<p>Llamados de la Tabla del literal a) del numeral I2.1</p> <p>(1) En los Tramos 15 de Septiembre Nejapa–Ahuachapán, un circuito será parte de la Línea SIEPAC y el otro será parte propiedad del sistema de transmisión de ETESAL.</p> <p>(2) Este tramo incluye el cable OPGW que será instalado entre la Torre “T” y la subestación de El Cajón. Tramo propiedad del sistema de transmisión de ENATREL, para la construcción de la Línea de Transmisión Nacional Sandino – Masaya (resolución CRIE-P-20-2013).</p> <p>(3) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino Masaya. Tramo propiedad del sistema de transmisión del INDE.</p> <p>(4) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de</p>																																																																																																																																																																																																																																																																																				

#	NORMA VIGENTE	PROPUESTA DE NORMA																																		
	<p>(5) En el tramo Masaya – La Virgen ambos circuitos formarán parte de la Línea SIEPAC y el tramo incluye las derivaciones a las subestaciones de Masaya y La Virgen.</p> <p>(6) En el tramo Aguacapa – La Vega II, el primer circuito de la Línea SIEPAC es propiedad de la EPR, mientras que el segundo circuito es propiedad del INDE.</p> <p>(7) En el tramo San Buenaventura – Frontera Guatemala, se seccionó la línea en Honduras incorporando la subestación La Entrada entre las torres 140 y 141.</p> <p>(8) En el tramo Cañas – Parrita en Costa Rica, se seccionó la línea a 25 km de la subestación Parrita, para derivarla hacia la subestación Jacó.</p>	<p>ENATREL como parte de la línea nacional Sandino Masaya.</p> <p>(5) En el tramo Masaya – La Virgen ambos circuitos formarán parte de la Línea SIEPAC y el tramo incluye las derivaciones a las subestaciones de Masaya y La Virgen.</p> <p>(6) En el tramo Aguacapa – La Vega II, el primer circuito de la Línea SIEPAC es propiedad de la EPR, mientras que el segundo circuito es propiedad del INDE.</p> <p>(7) En el tramo San Buenaventura – Frontera Guatemala, se seccionó la línea en Honduras incorporando la subestación La Entrada entre las torres 140 y 141.</p> <p>(8) En el tramo Cañas – Parrita en Costa Rica, se seccionó la línea a 25 km de la subestación Parrita, para derivarla hacia la subestación Jacó.</p>																																		
5	<p>Último párrafo del literal a) del numeral I2.1</p> <p>La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada.</p>	<p>Último párrafo del literal a) del numeral I2.1</p> <p>La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada. Asimismo, dicha Línea incluye el cable OPGW instalado entre la Torre “T” y la subestación El Cajón en Honduras.</p>																																		
6	<p>Tabla del literal b) del numeral I2.1</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="5">Honduras</td> <td>Agua Caliente</td> <td>15 Septiembre</td> <td>1</td> <td rowspan="5">6</td> </tr> <tr> <td>Agua Caliente</td> <td>Sandino</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura</td> <td>La Entrada</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura</td> <td>El Cajón</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura</td> <td>Toncontin</td> <td>1</td> </tr> </table>	Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	6	Agua Caliente	Sandino	2	San Buenaventura	La Entrada	1	San Buenaventura	El Cajón	1	San Buenaventura	Toncontin	1	<p>Tabla del literal b) del numeral I2.1</p> <table border="1"> <tr> <td rowspan="5">Honduras</td> <td>Agua Caliente</td> <td>15 Septiembre</td> <td>1</td> <td rowspan="5">6</td> </tr> <tr> <td>Agua Caliente</td> <td>Sandino</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura</td> <td>La Entrada</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura</td> <td>El Cajón Torre “T”</td> <td>42</td> </tr> <tr> <td>San Buenaventura</td> <td>Toncontin</td> <td>4</td> </tr> </table>	Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	6	Agua Caliente	Sandino	2	San Buenaventura	La Entrada	1	San Buenaventura	El Cajón Torre “T”	42	San Buenaventura	Toncontin	4
Honduras	Agua Caliente		15 Septiembre	1	6																															
	Agua Caliente		Sandino	2																																
	San Buenaventura		La Entrada	1																																
	San Buenaventura		El Cajón	1																																
	San Buenaventura	Toncontin	1																																	
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	6																																
	Agua Caliente	Sandino	2																																	
	San Buenaventura	La Entrada	1																																	
	San Buenaventura	El Cajón Torre “T”	42																																	
	San Buenaventura	Toncontin	4																																	
7	<p>Nota literal c) del numeral I2.1</p> <p>Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas,</p>	<p>Nota literal c) del numeral I2.1</p> <p>Nota: Que Los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios técnicos elaborados por de la EPR como primera etapa, conforme lo indicado en el numeral I2.2 o en su defecto a los identificados en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que guarden relación directa con la Línea SIEPAC mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación</p>																																		

#	NORMA VIGENTE	PROPUESTA DE NORMA
	para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW.	reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW.
8	<p>I2.2 Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el <i>Agente Transmisor</i> EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE.</p>	<p>I2.2 Antes de que se declare la finalización de la construcción de las Línea SIEPAC instalaciones, los cambios de la EPR podrá solicitar a la CRIE la actualización únicamente de los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a la definición de la Línea SIEPAC; establecida en el Numeral I2.1; serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el Agente Transmisor EPR soporta la solicitud de cambio y enviará su recomendación a la CRIE.</p> <p>La solicitud deberá ser respaldada con los siguientes documentos: 1) estudios técnicos y económicos, los cuales deberán cumplir con las disposiciones contenidas en el Capítulo 10 de este Libro y; 2) la autorización de los Gobiernos de los Países Miembros del MER, remitida por el CDMER.</p> <p>Para la elaboración de los estudios técnicos y económicos la EPR deberá solicitar las bases de datos y premisas técnicas y económicas al EOR, en las cuales se definan de manera detallada los alcances de los análisis. Los estudios técnicos y económicos deberán demostrar que el tramo solicitado clasifica como una ampliación regional planificada.</p> <p>La EPR, podrá utilizar los resultados del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional vigente a la fecha, para sustentar técnica y económicamente la referida solicitud.</p>
9	<p>I2.3 La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del <i>Agente Transmisor</i> EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el</p>	<p>I2.3 La CRIE, al recibir la solicitud de actualización únicamente de los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a de la definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, remitirá al EOR los estudios técnicos y económicos para su</p>

#	NORMA VIGENTE	PROPUESTA DE NORMA
	Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.	<p>análisis. El EOR, evaluará la información y emitirá una recomendación a la CRIE en un plazo no mayor a 20 días hábiles a partir de la recepción de los estudios.</p> <p>Con base en dicha recomendación y en la documentación presentada por la EPR, la CRIE sele podrá ser cambiada aprobar la referida solicitud por la CRIE a solicitud del Agente Transmisor EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.</p>
10	I2.4 Después de la finalización de la construcción de las instalaciones, las ampliaciones a la Línea SIEPAC serán tratadas de acuerdo al procedimiento de ampliaciones de la RTR detallado en el Capítulo 11 “Ampliaciones de la RTR” del Libro III del RMER.	I2.4 Después de La finalización de la construcción de las instalaciones, las ampliaciones a la Línea SIEPAC serán tratadas de acuerdo al procedimiento de ampliaciones de la RTR detallado en el Capítulo 11 “Ampliaciones de la RTR” del Libro III del RMER declarada por la CRIE mediante resolución, una vez entre en operación comercial el último tramo del segundo circuito conforme el detalle indicado en el literal a) del numeral I2.1. La resolución deberá indicar la fecha a partir de la cual se alcanza dicha condición.
11	I5.12 Para Línea SIEPAC, cuyo titular es una Empresa de Transmisión Regional, y para las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, cuyos titulares sean Empresas de Transmisión Regional; si el Agente Transmisor titular permite a terceros el uso o la utilización como soporte físico de instalaciones o equipos, que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional, para el desarrollo de actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, se le hará un descuento al Ingreso Autorizado Regional que será definido por la CRIE sobre la base de los beneficios generados por dicha actividad. En ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero.	I5.12 Para la Línea SIEPAC, cuyo titular es una la Empresa Propietaria de la Red (EPR) de Transmisión Regional , y para las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, cuyos titulares sean Empresas de Transmisión Regional; si el Agente Transmisor titular permite a terceros el uso o la utilización como soporte físico de instalaciones o equipos, que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional, para el desarrollo de actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, se le hará un descuento al Ingreso Autorizado Regional que será definido por la CRIE sobre la base de los beneficios generados por dicha actividad. En ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero.

V. CONCLUSIÓN

Luego de la revisión y evaluación que se ha realizado de la Regulación Regional con respecto al apartado I.2 del Libro III del RMER, relacionado con la Definición de la Línea SIEPAC, se ha identificado necesario y conveniente realizar mejoras a dicho cuerpo normativo.

VI. RECOMENDACIONES

1. Publicar en la página web de la CRIE el presente *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER”*.
2. Ordenar el inicio del proceso de Consulta Pública, de la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER”*, la cual se anexa al presente informe.

ANEXO

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE AL APARTADO I2 DEL ANEXO I DEL LIBRO III DEL RMER.

1. Modificar el párrafo primero del literal a) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

- a) línea de transmisión de 230 kV de doble circuito con torres diseñadas para soportarlos, compuesta por un primer circuito en operación comercial y un segundo circuito constituido por tramos en operación comercial y tramos pendientes de ejecución, con llamados a nota que identifican los tramos que no son propiedad de la EPR:

(...)

2. Modificar la tabla del literal a) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, de la siguiente forma:

País	Tramo	1er. Circuito.			2do. Circuito			
		Longitud aproximada			Longitud aproximada			
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)	
Guatemala	Aguacapa - La Vega II	28.7	EPR	282.4	(3)			
	La Vega II - Frontera El Salvador	70.8	EPR					
	Guate Norte - San Agustín	52.6	EPR					
	San Agustín - Panaluya	56.3	EPR					
	Panaluya - Frontera Honduras	74	EPR					
El Salvador	Frontera Guatemala - Ahuachapán	19	EPR	288.3				
	Ahuachapán - Nejapa	90.1	EPR		(1)			
	Nejapa - 15 Septiembre	86	EPR		(1)			
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR					
Honduras	Frontera El Salvador - Agua Caliente	54	EPR	270			75	
	Agua Caliente - Frontera Nicaragua	61	EPR		61	EPR		
	San Buenaventura - Torre "T"	14	EPR		14	EPR		
	San Buenaventura - La Entrada	87	EPR					
	La Entrada - Frontera Guatemala	54	EPR					
Nicaragua	Frontera Honduras - Sandino	117.5	EPR	317.9	117.5	EPR	238	
	Sandino - Ticuantepe	64.4	EPR		(2)			
	Ticuantepe - Torre 45	16.5	EPR		(2)			
	Torre 45 - La Virgen	87.5	EPR		87.5	EPR		
	Masaya - Torre 45	(2)			1	EPR		
	La Virgen - Frontera Costa Rica	32	EPR		32	EPR		
Costa Rica	Frontera Nicaragua - Fortuna	91.3	EPR	496.9	91.3	EPR	91.3	
	Fortuna - Cañas	38.4	EPR					
	Cañas - Derivación S/E Jacó	134.7	EPR					

	Derivación S/E Jacó - Parrita	25	EPR			
	Parrita - Palmar Norte	133.9	EPR			
	Palmar Norte - Río Claro	50.9	EPR			
	Río Claro - Frontera Panamá	22.7	EPR			
Panamá	Frontera Costa Rica - Dominical	8	EPR	150.0		
	Dominical - Veladero	142	EPR			
TOTAL				1,805.5		404.3

3. Modificar los llamados al final de la tabla del literal a) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, de la siguiente forma:

- (1) Tramo propiedad del sistema de transmisión de ETESAL.
- (2) Tramo propiedad del sistema de transmisión de ENATREL, para la construcción de la Línea de Transmisión Nacional Sandino – Masaya (resolución CRIE-P-20-2013).
- (3) Tramo propiedad del sistema de transmisión del INDE.

4. Modificar el último párrafo del literal a) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, de la siguiente forma:

La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada. Asimismo, dicha Línea incluye el cable OPGW instalado entre la Torre “T” y la subestación El Cajón en Honduras.

5. Modificar la tabla del literal b) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, de la siguiente forma:

País	Subestación	Conexión a	Bahías	Total por País
Guatemala	Aguacapa	La Vega II	1	4
	Guate Norte	San Agustín	1	
	Panaluya	San Agustín	1	
	Panaluya	La Entrada	1	
El Salvador	Ahuachapán	La Vega II	1	6
	Ahuachapán	Nejapa	1	
	Nejapa	Ahuachapán	1	
	Nejapa	15 Septiembre	1	
	15 Septiembre	Nejapa	1	
	15 Septiembre	Agua Caliente	1	
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	6
	Agua Caliente	Sandino	2	
	San Buenaventura	La Entrada	1	
	San Buenaventura	Torre “T”	2	

Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	2	8
	Sandino	Ticuantepe	1	
	Ticuantepe	Sandino	1	
	Ticuantepe	La Virgen	1	
	La Virgen	Ticuantepe	1	
	La Virgen	Fortuna	2	
Costa Rica	Fortuna	La Virgen	1	9
	Cañas	Fortuna	1	
	Cañas	Jacó	1	
	Parrita	Jacó	1	
	Parrita	Palmar Norte	1	
	Palmar Norte	Parrita	1	
	Palmar Norte	Río Claro	1	
	Río Claro	Palmar Norte	1	
Río Claro	Dominical	1		
Panamá	Veladero	Dominical	1	1
TOTAL				34

6. Modificar la nota del literal c) del numeral I2.1 del Anexo I del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

Nota: Los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades identificadas en los estudios técnicos elaborados por la EPR conforme lo indicado en el numeral I2.2 o en su defecto a los identificados en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que guarden relación directa con la Línea SIEPAC.

7. Modificar el numeral I2.2 del Anexo I del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

I2.2 Antes de que se declare la finalización de la construcción de la Línea SIEPAC, la EPR podrá solicitar a la CRIE la actualización únicamente de los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a la definición de la Línea SIEPAC establecida en el Numeral I2.1.

La solicitud deberá ser respaldada con los siguientes documentos: 1) estudios técnicos y económicos, los cuales deberán cumplir con las disposiciones contenidas en el Capítulo 10 de este Libro y; 2) la autorización de los Gobiernos de los Países Miembros del MER, remitida por el CDMER.

Para la elaboración de los estudios técnicos y económicos la EPR deberá solicitar las bases de datos y premisas técnicas y económicas al EOR, en las cuales se definan de manera detallada los alcances de los análisis. Los estudios técnicos y económicos deberán demostrar que el tramo solicitado clasifica como una ampliación regional planificada.

La EPR, podrá utilizar los resultados del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional vigente a la fecha, para sustentar técnica y económicamente la referida solicitud.

8. Modificar el numeral I2.3 del Anexo I del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

I2.3 La CRIE, al recibir la solicitud de actualización únicamente de los tramos pendientes de ejecución, bahías de subestaciones y equipos de compensación reactiva asociados a la definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, remitirá al EOR los estudios técnicos y económicos para su análisis. El EOR, evaluará la información y emitirá una recomendación a la CRIE en un plazo no mayor a 20 días hábiles a partir de la recepción de los estudios.

Con base en dicha recomendación y en la documentación presentada por la EPR, la CRIE podrá aprobar la referida solicitud.

9. Modificar el numeral I2.4 del Anexo I del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

I2.4 La finalización de la construcción de la Línea SIEPAC será declarada por la CRIE mediante resolución, una vez entre en operación comercial el último tramo del segundo circuito conforme el detalle indicado en el literal a) del numeral I2.1. La resolución deberá indicar la fecha a partir de la cual se alcanza dicha condición.

10. Modificar el numeral I5.12 del Anexo I del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

I5.12 Para la Línea SIEPAC, cuyo titular es la Empresa Propietaria de la Red (EPR), y para las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, cuyos titulares sean Empresas de Transmisión Regional; si el Agente Transmisor titular permite a terceros el uso o la utilización como soporte físico de instalaciones o equipos, que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional, para el desarrollo de actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, se le hará un descuento al Ingreso Autorizado Regional que será definido por la CRIE sobre la base de los beneficios generados por dicha actividad. En ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero.