

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

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-30-2022, emitida el quince de diciembre de dos mil veintidós, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-30-2022**

**LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 08 de abril de 2022, el equipo técnico de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), suscribió el informe con referencia GT-09-2022/ GJ-26-2022/ GM-16-04-2022 denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL -INCLUYE AJUSTES DERIVADOS DE LAS OBSERVACIONES DEL GAR-”*.

**II**

Que el 21 de abril de 2022, se llevó a cabo la reunión presencial número 162-2022, en la cual la Junta de Comisionados de la CRIE, ordenó publicar en su sitio web el informe con referencia GT-09-2022/ GJ-26-2022/ GM-16-04-2022 denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL -INCLUYE AJUSTES DERIVADOS DE LAS OBSERVACIONES DEL GAR-”*.

**III**

Que el 21 de abril de 2022, la CRIE emitió la resolución CRIE-09-2022, mediante la cual, ordenó el inicio de la Consulta Pública 02-2022 (CP-02-2022). En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de la citada resolución estableció, lo siguiente:

**PRIMERO. ORDENAR** el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 02-2022, a fin de tener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*, cuyo detalle de reforma se encuentra anexo a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

**IV**

Que el 28 de abril de 2022, se publicó en el sitio web de la CRIE, la invitación para participar en la Consulta Pública 02-2022 (CP-02-2022), comunicándose que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 04 de julio de 2022, hasta las 16:30 horas del

país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 18 de julio de 2022, estaría abierta dicha consulta para recibir posiciones, comentarios y observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*.

## V

Que del 04 al 18 de julio de 2022, se llevó a cabo la CP-02-2022, en la cual se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

No	ENTIDAD	FECHA DE RECEPCIÓN
1	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) División Transmisión, Gerencia de Electricidad	23-05-2022
2	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	12-07-2022
3	Industria Energética Asociada (IEA)	13-07-2022
4	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Dirección de Planificación y Sostenibilidad	15-07-2022
5	Empresa Propietaria de la Red S.A.(EPR)	15-07-2022
6	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT)	15-07-2022
7	Jaguar Energy Guatemala, LLC	15-07-2022
8	Asociación de Generadores con Energía Renovable (AGER)	16-07-2022
9	Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala (ACI)	18-07-2022
10	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	18-07-2022
11	Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ASCEE)	18-07-2022
12	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER)	18-07-2022
13	Ente Operador Regional (EOR)	18-07-2022
14	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE (ECOIE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	18-07-2022
15	Hidroeléctrica Secacao, S.A.	18-07-2022
16	Hidroeléctrica Choloma, S.A.	18-07-2022
17	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18-07-2022
18	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	18-07-2022
19	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)	18-07-2022
20	AES Panamá S.R.L.	18-07-2022
21	Comercia Internacional El Salvador S.A. de C.V.	18-07-2022
22	Ministerio de Energía y Minas	18-07-2022

## VI

Que fuera del periodo de participación establecido para la Consulta Pública 02-2022 en la resolución CRIE-09-2022, las siguientes entidades presentaron observaciones:

No.	ENTIDAD	FECHA DE RECEPCIÓN	HORA
1	Hidro Xacbal, S. A.	18-07-2022	16:33
2	Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima	18-07-2022	16:38
3	Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima	18-07-2022	16:38
4	ENEL Fortuna, S.A.	18-07-2022	17:57
5	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)	11-08-2022	14:23

## VII

Que durante el periodo de Consulta Pública 02-2022, los señores Isaías Barrios, quien manifestó remitir observaciones por parte del Centro Nacional de Despacho de Carga CNDC (Nicaragua), y Jorge Núñez Pagoaga quien manifestó remitir observaciones por parte del Centro Nacional de Despacho -CND- (Operador del Sistema de Honduras) presentaron observaciones en la consulta referida. En ese sentido, el 19 de julio de 2022, con el ánimo de poder considerar su participación dentro del proceso de CP-02-2022, así como de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER, en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública, resolución CRIE-08-2016 y en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-09-2022, se previno el cumplimiento de requisitos formales establecidos en la Regulación Regional a dichos participantes; no obstante, no se evacuaron las prevenciones realizadas.

## VIII

Que el 08 de octubre de 2022, el equipo de técnico de la CRIE luego de valorar y analizar las observaciones planteadas dentro del Procedimiento de CP-02-2022, emitió el informe con referencia AT-05-2022/ GJ-66-2022/ GM-39-10-2022/ GT-32-2022, denominado *“INFORME CONSULTA PÚBLICA 02-2022 ‘PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL’*”. Ese mismo día, la Gerencia Técnica de la CRIE, mediante correo electrónico, remitió el referido informe para valoración y observaciones del Grupo de Apoyo Regulatorio (GAR).

## IX

Que los días 27 de octubre y 04 de noviembre de 2022, el equipo técnico de la CRIE sostuvo reuniones de trabajo con los representantes del GAR, a efectos de que éstos realizaran sus valoraciones y observaciones al informe AT-05-2022/GJ-66-2022/GM-39-10-2022/GT-32-2022.

## X

Que el 04 de noviembre de 2022, el equipo técnico de la CRIE, luego de valorar y analizar las observaciones planteadas por el GAR, emitió el informe con referencia AT-07-2022/ GJ-76-2022/GM-43-11-2022/GT-37-2022 denominado: *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN*

*AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL - INCLUYE MEJORAS DERIVADAS DE LAS OBSERVACIONES DEL GRUPO DE APOYO REGULATORIO (GAR) –*”. Adicionalmente, el 14 de diciembre de 2022 derivado de la reunión con la Presidencia de la CRIE, se emitió el informe con referencia AT-10-2022 /GJ-90-2022/GM-58-12-2022/GT-43-2022 denominado: *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL -INCLUYENDO APORTES DEL GAR Y PRESIDENCIA-*”.

## CONSIDERANDO

### I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER) con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad. Asimismo, conforme los literales a) y b) del artículo 22 del Tratado Marco, son parte de sus objetivos generales: *“(…) Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios”* y *“(…) Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (…)*”.

### II

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE entre otras, las siguientes facultades: *“(…) a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios (…)* //c. *Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (…)* e.// *Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (…)*”.

### III

Que de conformidad con el numeral 1.8.1.1 del Libro I del Reglamento de Mercado Eléctrico Regional (RMER) *“Las resoluciones que emita la CRIE entrarán en vigencia en el momento en que ésta lo disponga”*.

### IV

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

### V

Que mediante la resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el *“Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE”*, como un mecanismo estructurado para el

desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el Mercado Eléctrico Regional (MER).

## VI

Que esta Comisión sometió al procedimiento de Consulta Pública la propuesta de modificación al RMER denominada: *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*, tramitada como CP-02-2022, para lo cual, se precisa lo siguiente: a) dentro del periodo de consulta pública, se recibieron observaciones y comentarios de veintidós (22) participantes, según lo indicado en el resultando V de la presente resolución; b) cinco entidades (Hidro Xacbal; Distribuidora de Electricidad del Norte; Distribuidora de Electricidad del Sur; ENEL Fortuna y ASEP) presentaron su participación fuera del periodo establecido para el efecto, según lo indicado en el resultando VI; y c) dentro del periodo de consulta pública, los señores Isaías Barrios, quien manifestó remitir observaciones por parte del Centro Nacional de Despacho de Carga CNDC (Nicaragua), y Jorge Núñez Pagoaga quien manifestó remitir observaciones por parte del Centro Nacional de Despacho -CND- (Operador del Sistema de Honduras) no cumplieron con algunos de los requisitos establecidos en la Regulación Regional para hacer efectiva su debida participación, por lo que con el ánimo de poder considerarla dentro del referido proceso de CP-02-2022, se procedió hacer las prevenciones respectivas, no habiéndose subsanado dichas prevenciones, según lo indicado en el resultando VII. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el RESUELVE SEGUNDO de la resolución CRIE-09-2022 los comentarios y observaciones presentados por las entidades Hidro Xacbal; Distribuidora de Electricidad del Norte; Distribuidora de Electricidad del Sur; ENEL Fortuna y la ASEP se deberán declarar extemporáneos y los remitidos por los señores Isaías Barrios (CNDC) y Jorge Nuñez Pagoaga (CND), se tendrán por no presentados.

## VII

Que derivado del análisis realizado a las observaciones y comentarios recibidos en el marco de la Consulta Pública CP-02-2022: *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*, se realizaron, entre otros, los siguientes ajustes: a) separar y ordenar los conceptos y procedimientos, mejorándose la estructura de la norma; b) eliminar de los alcances del diagnóstico de mediano plazo, la identificación de ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), debido a que el horizonte de tiempo del referido diagnóstico es muy corto, por lo que se consideró necesario que la identificación de dichas ampliaciones se realice en la planificación de la transmisión regional de largo plazo; c) adicionar al Glosario del Libro I del RMER la definición de COIIM, misma que es acorde con la conceptualización desarrollada en la propuesta normativa, la cual consiste en determinar y verificar que se alcance, mantenga y supere la referida capacidad, lo cual puede dar como resultado varios valores de referencia entre pares de países adyacentes y no solo un valor de referencia en MW para toda la región; y d) incorporar en las *“Ampliaciones Regionales con*

*Beneficio Regional Parcial*”, las Ampliaciones a Riesgo propuestas por un interesado, siendo que éstas producirían también un beneficio regional parcial, al formar parte de la RTR (lo que posibilita las transferencias y transacciones en el MER), por lo que en esta clasificación quedan recogidos ambos tipos de ampliaciones, denominándose: “*Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional*” y las “*Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial no identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional*”. En ese sentido, derivado de dicho análisis fue ajustada la propuesta de modificación al RMER ya citada, debiendo tenerse como respuesta a las observaciones recibidas, lo indicado en el informe AT-10-2022 /GJ-90-2022/GM-58-12-2022/GT-43-2022, el cual se anexa a la presente resolución (ANEXO II) y forma parte integral de la misma.

## VIII

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE: “(...) 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. (...) // 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 (...)*”.

## IX

Que en reunión presencial número RPRE-169, llevada a cabo el 15 de diciembre de 2022, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 02-2022, acordó: a) declarar extemporáneas las observaciones presentadas por las entidades Hidro Xacbal, S. A.; Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima; Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima; ENEL Fortuna, S.A. y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP); b) tener por no presentadas las observaciones remitidas por los señores Isaías Barrios y Jorge Nuñez Pagoaga; c) modificar el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo de la presente resolución (ANEXO I), el cual forma parte integral de la misma, modificaciones que entrarán en vigencia a partir de su publicación; d) establecer como disposición transitoria, a efectos de garantizar la debida aplicación de la modificación aprobada en el literal anterior, que, por una única vez, en el primer ejercicio de planificación de la generación y la transmisión regional, el Ente Operador Regional (EOR) utilice las premisas técnicas mínimas que formalice y publique; y e) establecer que los cargos por el uso y disponibilidad de las ampliaciones a la red de transmisión regional, se fijarán y aplicarán con base en los beneficios sociales determinados por el Ente Operador Regional, de conformidad con el numeral 10.3.5.7 de la modificación normativa indicada en el anterior literal c); tal y como se dispone.

**POR TANTO**  
**LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

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

### **RESUELVE**

**PRIMERO. DECLARAR** extemporáneas las observaciones presentadas por las entidades Hidro Xacbal, S. A.; Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima; Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima; ENEL Fortuna, S.A. y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), por lo cual no corresponde su atención.

**SEGUNDO. TENER** por no presentadas las observaciones remitidas por los señores Isaías Barrios y Jorge Nuñez Pagoaga, toda vez que no subsanaron las prevenciones realizadas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

**TERCERO. MODIFICAR** el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo I adjunto, el cual forma parte integral de esta resolución, modificaciones que entrarán en vigencia a partir de su publicación.

**CUARTO. ESTABLECER** como disposición transitoria, a efectos de garantizar la debida aplicación de la modificación aprobada en el punto anterior, que, por una única vez, en el primer ejercicio de planificación de la generación y la transmisión regional, el Ente Operador Regional (EOR) utilice las premisas técnicas mínimas que formalice y publique.

**QUINTO. ESTABLECER** que los cargos por el uso y disponibilidad de las ampliaciones de transmisión regional, se fijarán y aplicarán con base en los beneficios sociales, beneficios que se identificarán de conformidad con el apartado 10.3.5 de la modificación normativa indicada en la RESUELVE “*TERCERO*” de la presente resolución.

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

**PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en cuatrocientos treinta y cuatro (434) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día martes veinte (20) de diciembre de dos mil veintidós (2022).

Edgard  
Giovanni  
Hernandez  
Echeverria /  
3209452-3  
Firmado digitalmente  
por Edgard Giovanni  
Hernandez  
Echeverria /  
3209452-3  
Fecha: 2022.12.20  
16:01:29 -06'00'

**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**

**ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN CRIE-30-2022**

**MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL**

1. Modificar la definición del *Agente Transmisor*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

**Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional**

Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

2. Modificar la denominación de *Ampliación*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Ampliación a la Línea SIEPAC*.
3. Modificar la denominación de *Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Límite térmico continuo*.
4. Modificar la denominación de *Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Límite térmico de emergencia*.
5. Modificar la denominación y la definición de *Conexión* por *Conexión a la Línea SIEPAC* en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Conexión a la Línea SIEPAC**

Vinculación eléctrica de las instalaciones de un agente a la Línea SIEPAC, comprende el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares o cualquier otro elemento para dicha conexión.

6. Derogar la definición de *Excedente del consumidor*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER.
7. Modificar la denominación y la definición de *Iniciador (de una Ampliación a Riesgo)* por *Iniciador* en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Iniciador**

Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para desarrollar una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial.

*Cris*  
*de*  
*ffo*  
*73*



8. Modificar la denominación y la definición del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional por Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

Es el conjunto de procedimientos, metodologías y recursos, que conducen a la identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.

9. Adicionar la definición de **Ampliación de Transmisión Regional**, a la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Ampliación de Transmisión Regional**

Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para superar la COIIM, tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional identificadas por el sistema de planificación nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.

10. Adicionar la definición de **Escenario de Autosuficiencia**, a la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Escenario de Autosuficiencia**

Es un escenario de generación donde se satisface la demanda nacional con la generación nacional en cada país, sin intercambios de energía o potencia entre países.

11. Adicionar la definición de **Planta de generación eléctrica de carácter regional**, a la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Planta de generación eléctrica de carácter regional**

Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.

12. Modificar el RMER, con el objeto de que en donde se indican los términos “*Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional*”, “*Sistema de Planeación de la Transmisión Regional*” o “*Sistema de Planeamiento en la Transmisión Regional SPTR*”, se sustituyan dichos términos por: “*Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional*”.

13. Adicionar el acrónimo “**COIIM**”, a la sección de “*Nomenclatura*” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**COIIM: Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima**

14. Modificar el acrónimo “*SPTR*” establecido en la sección de “*Nomenclatura*” del “*Glosario*” del Libro I del RMER por “*SPGTR: Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional*”.
15. Adicionar la definición de **Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima**, a la sección de “*Definiciones*” del “*Glosario*” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

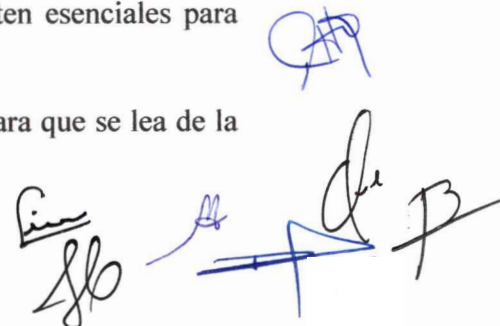
**Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima**

Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan.

16. Modificar el RMER, con el objeto que en donde se indica el acrónimo “*SPTR*” se sustituya por el acrónimo “*SPGTR*”.
17. Modificar los literales d) y e) y derogar el literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER, para que se lean de la siguiente forma:
  - d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas;
  - e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;
  - f)
18. Modificar el numeral 2.1.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**2.1.1** El EOR será el responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR. Con tal propósito, realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR.
19. Modificar el numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**2.1.2** La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las Ampliaciones Regionales Planificadas incluyendo las instalaciones de la Línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral.
20. Modificar el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:



a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales, de las Ampliaciones Regionales Planificadas, incluyendo la Línea SIEPAC;

21. Modificar el numeral 2.2.4 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**2.2.4** Las Ampliaciones Regionales Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán parte de la RTR por lo menos desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.

22. Modificar el Capítulo 10 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

## **10. Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR)**

### **10.1 Generalidades**

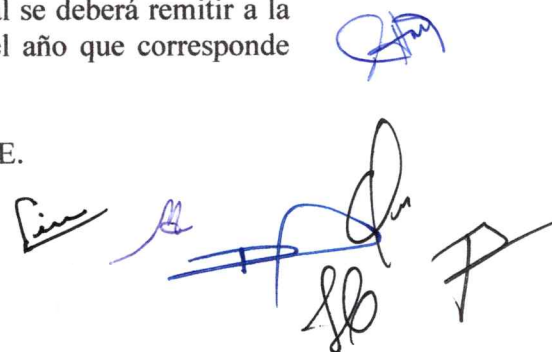
**10.1.1** Objetivos generales. Los objetivos del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son:

- a) Desarrollar la planificación de la generación regional.
- b) Desarrollar la planificación de la transmisión regional.
- c) Evaluar las propuestas de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial propuestas por Iniciadores; y
- d) Evaluar las solicitudes de Ingreso Autorizado Regional parcial, relacionadas a las propuestas de ampliaciones que no hayan sido identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.

**10.1.2** Los estudios de la planificación de la transmisión regional, deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima.

**10.1.3** Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:

- a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;
- b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;
- c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación; y
- d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.



**10.1.4** El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

**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. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, debiendo formalizar y publicar la política de integración eléctrica regional o las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional.

**10.1.6** El EOR deberá mantener actualizados los modelos indicados en el Anexo G de este Libro, ampliando su funcionalidad e incorporando mejoras al mismo, en atención a las necesidades del MER y los cambios tecnológicos.

## **10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo**

**10.2.1 Objetivo.** El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.

### **10.2.2 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo**

**10.2.2.1** Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, son los siguientes:

- a) Identificar los incumplimientos a los CCSD en el SER sin transferencias de potencia entre pares de países adyacentes;
- b) Determinar la Capacidad Operativa de Transmisión para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de generación y demanda nacional, que cumplan con los CCSD; y
- c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.

### **10.2.3 Lineamientos del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo**

**10.2.3.1** Con base en los escenarios previsibles de generación y demanda del SER, el EOR deberá cumplir los siguientes lineamientos:



- a) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples;
- b) Estimar la Capacidad Operativa de Transmisión, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, de estación seca y húmeda, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias; y
- c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.

### **10.3 Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo**

**10.3.1 Objetivo.** La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.

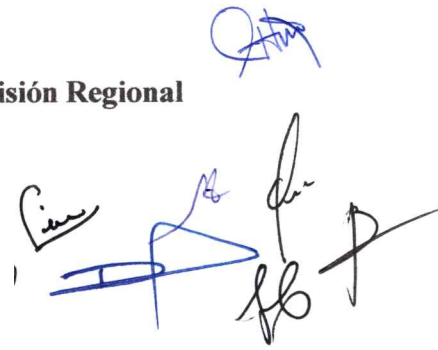
#### **10.3.2 Alcance de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo**

**10.3.2.1** El alcance de la planificación de la generación regional de largo plazo, es desarrollar estrategias de expansión de la generación regional.

**10.3.2.2** El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente:

- a) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;
- b) Ampliaciones de Transmisión Regional, que:
  - i. Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con lo establecido en el numeral 10.3.5.7;
  - ii. Cumplan con los CCSD a nivel regional;
  - iii. Signifiquen un incremento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, fijada por la CRIE.

#### **10.3.3 Lineamientos para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.**



Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller initials.

**10.3.3.1** Para la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, partiendo de un Escenario de Autosuficiencia de los Países Miembros u otros derivados de la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o en su defecto de las premisas técnicas mínimas elaboradas por el EOR.

**10.3.3.2** El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:

- a) Considerar los resultados de la planificación de la generación regional.
- b) Evitar en la Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas a aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionarán como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda.
- c) Considerar en el estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo, lo siguiente: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y vi) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.
- d) Las ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional, comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/AC, equipamiento de electrónica de potencia y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, entre otros equipos de potencia, que permitan las transacciones regionales de energía.
- e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.

#### **10.3.4 Principales conceptos a considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

**10.3.4.1** Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:

- a) El excedente del consumidor que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.

- b) El excedente del productor que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.
- c) El Beneficio Social que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.
- d) El Costo de Energía No Suministrada, que se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L de este Libro.
- e) El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento, la cual se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J de este Libro.

### **10.3.5 Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

**10.3.5.1** El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:

- a) Conformación de la Base de Datos Regional;
- b) Diagnóstico de Mediano Plazo;
- c) Planificación de la generación regional; y
- d) Planificación de la transmisión regional.

**10.3.5.2** El EOR solicitará a los OS/OMS, la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes; dicha información deberá incluir como mínimo, lo siguiente:

- a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto, en caso de que esté disponible;
- b) Descripción del proyecto;
- c) Información para la Base de Datos Regional, que permita modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;
- d) Los estudios de impacto ambiental de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles;
- e) Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, incluyendo en caso de que esté disponible, el detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y
- f) Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

**10.3.5.3** El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.

La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.

**10.3.5.4** El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:

a) Etapas del horizonte de estudio:

- i. etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y
- ii. etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.

b) Escenarios de expansión de la generación:

Los escenarios deberán ser representativos y considerarán, al menos:

- i. un escenario base;
- ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y
- iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.

Para los escenarios de los romanos ii. y iii. de este literal, se podrá considerar la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o las premisas técnicas mínimas que emita el EOR.





- c) El escenario base será el Escenario de Autosuficiencia y se conformará según lo siguiente:
  - i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;
  - ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable;
  - y
  - iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.
- d) La optimización de la expansión de la generación, se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.
- e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: el escenario de expansión de la generación se determinará, partiendo de los escenarios detallados en el literal b) del presente numeral y considerando opciones para alcanzar, mantener y superar la COIIM. Este escenario deberá minimizar el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios de expansión de la generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, tales como: la proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no de la ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes.
- f) El EOR junto con los OS/OMS y las entidades nacionales correspondientes, revisará los resultados de la planificación de la generación regional.
- g) El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.

**10.3.5.5** El EOR realizará la Planificación de la Transmisión Regional, conforme a lo siguiente:

- a) Etapas de la planificación:

Se desarrollará para los primeros diez años del horizonte de planificación de la siguiente manera:

- i. etapa 1: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos; y
- ii. etapa 2: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM, mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

- b) Estudios de la expansión de la transmisión regional:

Los estudios a desarrollar en las etapas de la planificación emplearán el SPGTR, simulando la operación del MER en el escenario de expansión de la generación seleccionado, con el objeto de determinar ampliaciones o grupos de ampliaciones de transmisión regional, utilizando donde corresponda lo siguiente:

- i. Estudios técnicos: se identificarán Ampliaciones de Transmisión Regional que permitan cumplir con los CCSD. Los estudios técnicos deben considerar los escenarios de demanda y generación de estación seca y húmeda, intercambios de potencia (importación, exportación y porteo) en dirección norte-sur y sur-norte, condiciones de demanda máxima, media y mínima; los cuales permitirán:
  - (1) analizar el funcionamiento en estado estable del SER en condición N y N-1, así como determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la Capacidad Operativa de Transmisión, para cumplir con los CCSD; y
  - (2) analizar cuando corresponda, el estado dinámico del SER en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante contingencias N-1.
- ii. Estudio de expansión óptima: se identificarán las Ampliaciones de Transmisión Regional que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las Ampliaciones de Transmisión Regional que minimicen los costos de inversión y operación.
- iii. una vez identificadas las ampliaciones de transmisión de las etapas 1 y 2, el EOR estimará los nuevos valores de COIIM.

**10.3.5.6 Evaluación económica:** Para la evaluación económica de las Ampliaciones de Transmisión Regional, se utilizará el SPGTR conforme los siguientes lineamientos:

- a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;
- b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;
- c) Determinar la Tasa Interna de Retorno la cual se estimará como el rendimiento de la inversión de una Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero;
- d) Las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas, serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:

- i. que el Valor Presente Neto sea mayor que cero;
- ii. que el Beneficio Social Neto sea mayor que cero; y
- iii. que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. En caso que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores del Valor Presente Neto y Beneficio Social Neto.

**10.3.5.7** El EOR para clasificar las Ampliaciones de Transmisión Regional deberá realizar lo siguiente:

- a) Elaborar una lista en la que se incluyan las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas en el literal d) del numeral 10.3.5.6 del presente Libro y que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación de la transmisión regional. Dentro de esta lista, se identificará lo siguiente:
  - i. Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán aquellas Ampliaciones de Transmisión Regional, para las cuales los beneficios sociales están principalmente concentrados en un único país, usando como criterio una concentración de al menos 80% del valor presente neto total;
  - ii. Ampliaciones Regionales Planificadas, serán aquellas que no fueron seleccionadas en el romano i. de este literal.
- b) Determinar la concentración por país del Valor Presente Neto, para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo y se calculará como el cociente que resulta de dividir el Beneficio Social Neto del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo.

**10.3.5.8** El EOR incluirá en el Informe de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, al menos la siguiente información:

- a) Lista de Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM y sus costos estimados;
- b) Recomendaciones de Ampliaciones Regionales Planificadas;
- c) Lista de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;
- d) Cronograma estimado de gestión y ejecución de las ampliaciones de transmisión identificadas en los literales a), b) y c) anteriores; indicando fechas previstas de puesta en servicio;
- e) Costo estimado de cada Ampliación de Transmisión Regional;
- f) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para cada Ampliación de Transmisión Regional;
- g) Estimaciones de los nuevos valores de COIIM, considerando las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM;

- h) Estimación del incremento en los cargos de transmisión por cada Ampliación de Transmisión Regional; e
  - i) Descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificada en los literales a), b) y c) del presente numeral, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.
23. Modificar los apartados 11.1, 11.2 y 11.3 del Libro III del RMER, para que se lean de la siguiente forma:

## **11. Ampliaciones de transmisión**

### **11.1 Generalidades**

**11.1.1** Las ampliaciones de transmisión identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, se clasifican en los siguientes tipos:

- a) Ampliaciones Regionales Planificadas;
- b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial; y
- c) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.

**11.1.2** La solicitud de conexión a la RTR de las ampliaciones de transmisión indicadas en el numeral 11.1.1, deberán seguir el procedimiento de acceso a la RTR del capítulo 4 de este Libro; en estos casos, el interesado, deberá elevar a la CRIE la solicitud para realizar la conexión de la ampliación.

**11.1.3** Las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.

### **11.2 Ampliaciones Regionales Planificadas**

**11.2.1** El Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional formalizado y publicado por el EOR, deberá ser considerado por la CRIE para tomar aquellas decisiones que promuevan el desarrollo y consolidación del mercado, las cuales podrán ser entre otras, la evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas, considerando:

- a) Consultar o requerir análisis complementarios al EOR;
- b) Someter a consulta pública; y
- c) Consultar a los reguladores nacionales y/o entidades nacionales de planificación.

Para la evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas, la CRIE contará con un plazo máximo de doce (12) meses.

**11.2.2** La CRIE podrá autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas con base a la evaluación de las propuestas de ampliaciones según lo establecido en el numeral 11.2.1.

La ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Planificadas será gestionada conforme al numeral 11.4 de este Libro.

### **11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial**

#### **11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión 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.

**11.3.1.2** Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.

#### **11.3.2 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial no identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional**

**11.3.2.1** El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, solicitará al EOR la información contenida en la Base de Datos Regional, para realizar los estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los CCSD con la ampliación propuesta, dichos estudios se realizarán con los criterios que se establecen en el Capítulo 17 de este Libro. El estudio económico se realizará conforme los lineamientos detallados en el numeral 10.3.5.6 del presente Libro.

**11.3.2.2** El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional podrá realizar por su propia cuenta, los estudios técnicos y económicos necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial, debiendo incluir junto con la solicitud, la siguiente información:

- a) Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;
- b) Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;
- c) Cronograma de trabajo, indicando fecha de inicio y puesta en servicio;
- d) El costo estimado de la ampliación;
- e) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para la ampliación;

- f) Descripción del diseño general de la ampliación, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro; y
- g) Estimaciones de los nuevos valores de COIIM, considerando la ampliación.

En caso que el interesado desee que el EOR realice dichos estudios, podrá solicitar al EOR una oferta económica para la prestación de dicho servicio.

**11.3.2.3** Dentro de los dos (2) meses de recibidos los estudios técnicos y económicos presentados por el interesado, el EOR remitirá a la CRIE, una evaluación a dicho estudio utilizando para tal efecto los mismos criterios usados en el SPGTR.

**11.3.2.4** Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.

- 24.** Modificar el literal b) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos en los respectivos estudios técnicos;

- 25.** Modificar el numeral 17.7.3 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

Los Iniciadores interesados en construir las Ampliaciones Regionales Planificadas y Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial autorizadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 de este Libro, 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. Si la ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional, para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Iniciador, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

- 26.** Modificar el literal b) del numeral 18.1.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

b) Estudios para elaborar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que realiza el EOR;

- 27.** Modificar el Anexo M del Libro III del RMER, para que dónde se lea SPTR, se sustituya por SPGTR.

28. Modificar el “*GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS*” del Anexo M del Libro III del RMER, a efecto de eliminar los siguientes términos: CRIE, EOR, kWh, MER, MWh, OS/OM, RMER, SPTR, USD.
29. Modificar el numeral M.1 del Anexo M del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

### M.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR

En el presente apartado, se desarrolla la metodología para el cálculo del excedente del consumidor (EC) sobre la base que la demanda se compone de una característica inelástica y una característica de elasticidad precio por categoría tarifaria para cada país.

Siendo la función objetivo en el SPGTR la maximización del Beneficio Social, es decir, la maximización del EC más el excedente del productor, la presente metodología desarrolla el cálculo de la función de demanda para el cálculo del EC y su inclusión en el módulo correspondiente del SPGTR.

#### Excedente del consumidor para la característica elástica

El EC es la diferencia económica existente entre el precio máximo que un consumidor está dispuesto a pagar por una determinada cantidad de energía y lo que en realidad paga, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

En forma teórica se calcula como la suma de las predisposiciones a pagar de los consumidores por las respectivas cantidades que se demandarían a los correspondientes precios, menos el costo de compra, calculado como el precio vigente multiplicado por las cantidades demandadas.

Debido a la dificultad de observar y medir las predisposiciones a pagar, se simplifica el cálculo mediante la estimación de una función de demanda en función del precio, a partir de las elasticidades precio-demanda por tipo de usuario.

#### Excedente del consumidor para la característica inelástica

El EC es la diferencia económica entre el Costo de la Energía No Suministrada y lo que en realidad paga la demanda, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Se debe de calcular como la suma de los escalones de Energía No Suministrada por las respectivas cantidades de energía asociada a cada escalón, menos el costo de compra, calculado como el precio vigente multiplicado por las cantidades demandadas en la característica inelástica de la demanda.

El procedimiento que seguirá el EOR para el cálculo del EC, constará de las siguientes etapas:

- 1) Procedimiento de Cálculo de la elasticidad demanda-precio.
- 2) Determinación de las curvas de demandas por país.



- 3) Equivalencia entre la curva de demanda individual y la demanda total del mercado en función del precio de mercado.
- 4) Modelación del escalonamiento de la demanda elástica.
- 5) Cálculo del excedente del consumidor.
- 6) Aplicación de la metodología.

30. Modificar el numeral M.5 del Anexo M del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

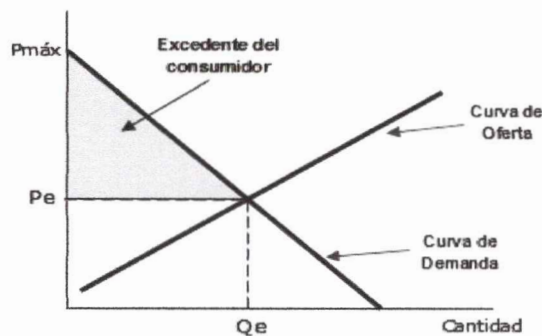
**M.5 Cálculo del excedente del consumidor**

Para determinar el excedente del consumidor se debe de sumar el excedente del consumidor resultante de la característica elástica de la demanda más el excedente del consumidor resultante de la característica inelástica.

Excedente del consumidor para la característica elástica

Un consumidor, estaría dispuesto a pagar un precio máximo para poder consumir cierta cantidad de energía. Visto de otro modo y en este caso, se puede decir que un consumidor estaría dispuesto a pagar un monto mayor al precio que paga por la energía que consume, antes de no disponer de la misma.

Esta diferencia entre la disposición a pagar y el precio pagado para todas las unidades consumidas de energía eléctrica, es el llamado excedente del consumidor para la característica elástica. Gráficamente es el área formada por el triángulo P<sub>máx</sub>, P<sub>e</sub>, Q<sub>e</sub> que se puede observar en la siguiente figura.



Matemáticamente, es la integral de la función de demanda  $P = f(Q)$  entre 0 y la cantidad de equilibrio ( $Q_e$ ), menos el precio por la cantidad de equilibrio ( $P_e * Q_e$ ):

$$EC = \int_0^{Q_e} f(Q)dQ - Q_e P_e$$

La demanda en el módulo del SPGTR se modela en forma escalonada, y la función objetivo del módulo de optimización de este programa es la maximización del BS, es decir, la maximización de la suma del Excedente del Consumidor para la característica elástica y del excedente del productor:

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



$$Max: \left\{ \sum_1^k (p_{mg} - C_{vk}) * g_k + \underbrace{\sum_1^m (p_m - p_{mg}) * B * P_m^\alpha}_{\text{Característica elástica}} + \underbrace{\sum_1^o (P_{defo} - p_{mg}) * Q_{ineo}}_{\text{Característica inelástica}} \right\}$$

Donde:

$p_{mg}$ : es el precio marginal del sistema

$C_{vk}$ : costo variable de los generadores de cada uno de los generadores ( $v_1, v_2, (\dots), v_k$ )

$g_k$ : despacho del generador "k"

$p_m$ : corresponde al precio de mercado de cada uno de los niveles definidos ( $p_1, p_2, (\dots), p_m$ )

B: es una constante

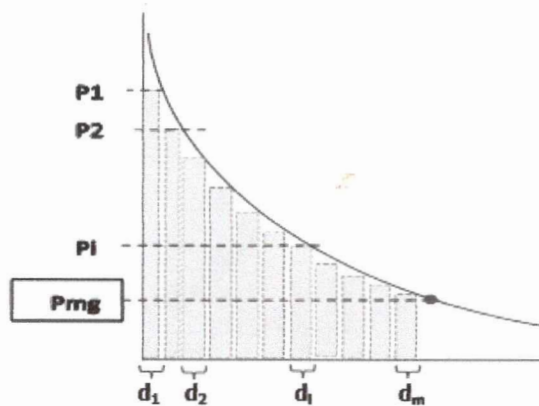
$\alpha$ : elasticidad precio de la demanda

$P_{defo}$ : Es el Costo de la Energía no Suministrada del escalón "o"

$Q_{ineo}$ : Es la demanda inelástica correspondiente al escalón "o"

Específicamente, el excedente del consumidor de la característica elástica resulta ser:

$$\sum_1^m (p_m - P_{mg}) * B * p_m^\alpha$$

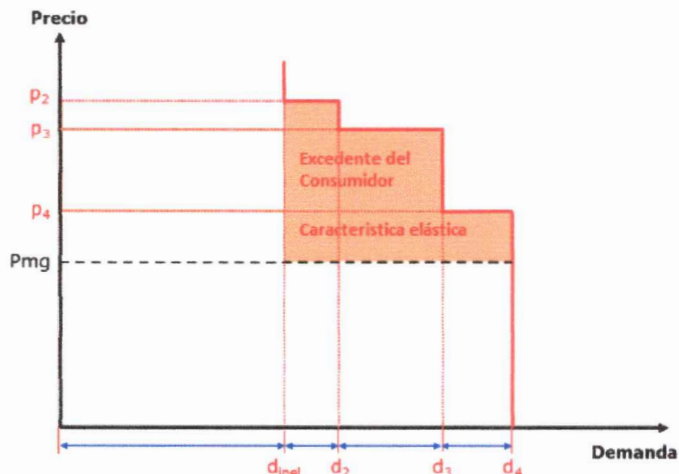


Como la expresión  $B * p_m^\alpha$  es la demanda de cada escalón ( $d_m$ ), la expresión de cálculo del EC para la característica elástica que se utiliza es:

$$EC = \sum_{d1}^{dm} (p_m - P_{mg}) \times d_m$$

En el gráfico se representa en el área sombreada el cálculo del EC para la característica elástica según la expresión anterior, para el caso de una demanda modelada con 3 niveles elásticos.

*[Handwritten signatures and marks]*



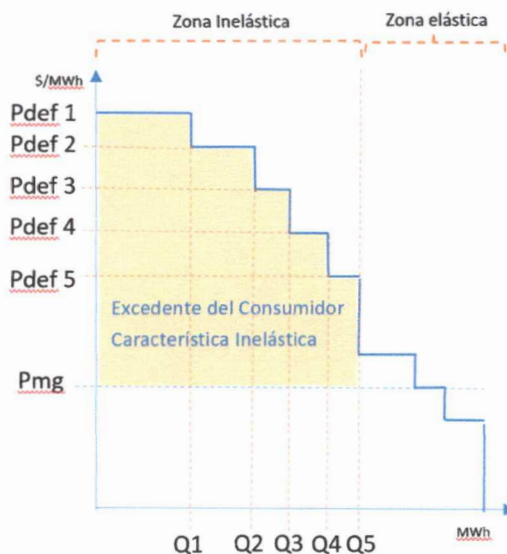
Por tanto, para realizar el cálculo del excedente del consumidor para la característica elástica, se debe estimar la función de demanda definida por  $d_i = B_i * p_i^\alpha$

Excedente del consumidor para la característica inelástica

De la función objetivo del módulo de optimización de la maximización del BS, el Excedente del consumidor para la característica inelástica resulta ser:

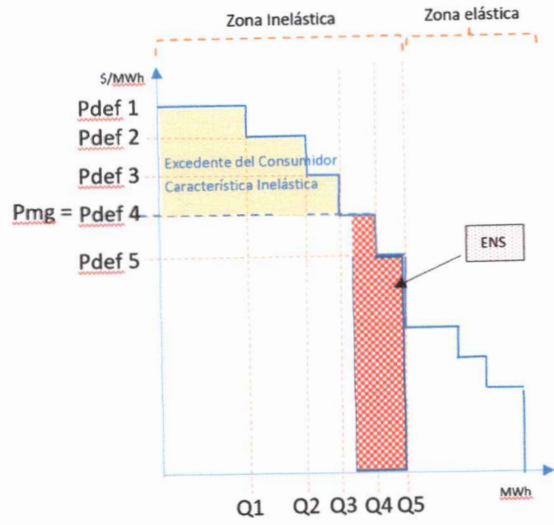
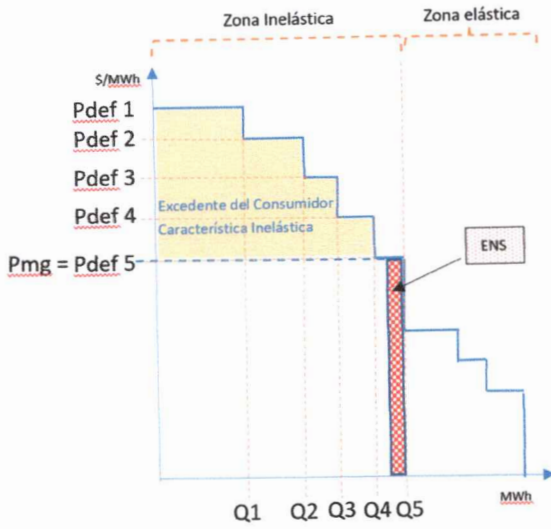
$$\sum_1^o (P_{defo} - p_{mg}) * Q_{ineo}$$

En el gráfico se representa en el área sombreada el cálculo del EC para la característica inelástica según la expresión anterior, para el caso de una modelación del costo de la Energía No Suministrada de 5 escalones.



Para el caso de ocurrir ENS el precio marginal del sistema será igual al costo de la Energía no Suministrada del escalón que se halla activado por lo que para ese escalón el excedente del consumidor es igual a cero. Lo mismo ocurrirá para los escalones que tengan un costo inferior al precio del sistema. En los gráficos a continuación se ilustra lo anterior.

*[Handwritten signatures and initials]*



*[Handwritten signatures and initials]*

ANEXO II RESOLUCIÓN CRIE-30-2022

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME CONSULTA PÚBLICA 02-2022

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL -INCLUYENDO APORTES DEL GAR Y PRESIDENCIA-

INFORME AT-10-2022 /GJ-90-2022/GM-58-12-2022/GT-43-2022	
Responsables	Firma
Giovanni Hernández Secretario Ejecutivo	Edgard Giovanni Hernandez / Echeverría / 3209452-3  Firmado digitalmente por Edgard Giovanni Hernandez Echeverría / 3209452-3 Fecha: 2022.12.14 17:11:16 -06'00"
Carina Armengol	
Dennis Posadas	
Edgar De Asís	
Fernando Álvarez	
Franchesca Castañeda	 Firmado digitalmente por FRANCHESCA EUGENIA CASTAÑEDA MERIDA / 3209452-3 Fecha: 2022.12.14 17:06:14 -06'00"
José Linares	
Mauricio Contreras	
Roberto Ortiz	
Vivian Chaves	

Ciudad de Guatemala - Guatemala  
14 de diciembre de 2022

## Índice de Contenido

I.	RESUMEN EJECUTIVO .....	3
II.	ANTECEDENTES.....	4
III.	NORMATIVA APLICABLE.....	6
IV.	ANÁLISIS .....	14
V.	CONCLUSIONES .....	387
VI.	RECOMENDACIONES .....	388
VII.	ANEXO.....	389

---

## I. RESUMEN EJECUTIVO

El 21 de abril de 2022, la CRIE emitió la resolución CRIE-09-2022, mediante la cual se ordenó el inicio de la Consulta Pública 02-2022. En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de la citada resolución estableció, lo siguiente:

**PRIMERO. ORDENAR** el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 02-2022, a fin de tener observaciones y comentarios a la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”, cuyo detalle de reforma se encuentra anexo a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

Luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios presentados en el marco de la Consulta Pública 02-2022, se consideró apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustar en lo pertinente la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”.

En ese sentido se recomienda, lo siguiente:

1. Someter para valoración de la Junta de Comisionados, la aprobación de la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”, según el detalle que se anexa al presente informe.
2. Establecer como disposición transitoria, a efectos de garantizar la debida aplicación de la modificación planteada en el punto anterior, que por una única vez, en el primer ejercicio de planificación de la generación y la transmisión regional, el Ente Operador Regional (EOR) utilice las premisas técnicas mínimas que formalice y publique.
3. Establecer que los cargos por el uso y disponibilidad de las ampliaciones de transmisión regional, se fijarán y aplicarán con base en los beneficios sociales, beneficios que se identificarán de conformidad con el apartado 10.3.5 de la modificación normativa anexa al presente informe.
4. Declarar extemporáneas las observaciones presentadas por las entidades Hidro Xacbal, S.A., Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima, ENEL Fortuna, S.A. y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) por lo cual no corresponde su atención.
5. Tener por no presentadas las observaciones remitidas por el Centro Nacional de Despacho (CND) de Honduras y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de Nicaragua, toda vez que estas no subsanaron las prevenciones realizadas por esta Comisión.

---

## II. ANTECEDENTES

1. El 08 de abril de 2022, el equipo técnico de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), suscribió el informe con referencia GT-09-2022/ GJ-26-2022/ GM-16-04-2022 denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL- INCLUYE AJUSTES DERIVADOS DE LAS OBSERVACIONES DEL GAR-”*.
2. El 21 de abril de 2022, se llevó a cabo la reunión presencial número 162-2022, en la cual la Junta de Comisionados de la CRIE ordenó publicar en el sitio web de la CRIE, el informe GT-09-2022/ GJ-26-2022/ GM-16-04-2022 denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL -INCLUYE AJUSTES DERIVADOS DE LAS OBSERVACIONES DEL GAR-”*.
3. El 21 de abril de 2022, la CRIE emitió la resolución CRIE-09-2022, mediante la cual se ordenó el inicio de la Consulta Pública 02-2022. En ese sentido, el RESUELVE PRIMERO de la citada resolución estableció, lo siguiente:

**PRIMERO. ORDENAR** el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 02-2022, a fin de tener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*, cuyo detalle de reforma se encuentra anexo a la presente resolución y que forma parte integral de ésta.

4. El 28 de abril de 2022, se publicó en la página web de la CRIE, la invitación para participar en la Consulta Pública 02-2022 (CP-02-2022), comunicándose que desde las 07:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 04 de julio de 2022, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día lunes 18 de julio de 2022, estaría abierta dicha consulta para recibir comentarios u observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*.
5. Del 04 al 18 de julio de 2022, se llevó a cabo la CP-02-2022, en la cual se presentaron observaciones por parte de las siguientes entidades:

No	ENTIDAD	FECHA DE RECEPCIÓN
1	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) División Transmisión, Gerencia de Electricidad	23-05-2022
2	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	12-07-2022
3	Industria Energética Asociada (IEA)	13-07-2022
4	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Dirección de Planificación y Sostenibilidad	15-07-2022
5	Empresa Propietaria de la Red S.A.(EPR)	15-07-2022
6	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT)	15-07-2022
7	Jaguar Energy Guatemala, LLC	15-07-2022
8	Asociación de Generadores con Energía Renovable (AGER)	16-07-2022
9	Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala (ACI)	18-07-2022
10	Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	18-07-2022
11	Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ASCEE)	18-07-2022
12	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER)	18-07-2022
13	Ente Operador Regional (EOR)	18-07-2022
14	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE (ECOIE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	18-07-2022
15	Hidroeléctrica Secacao, S.A.	18-07-2022
16	Hidroeléctrica Choloma, S.A.	18-07-2022
17	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18-07-2022
18	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	18-07-2022
19	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)	18-07-2022
20	AES Panamá S.R.L.	18-07-2022
21	Comercia Internacional El Salvador S.A. de C.V.	18-07-2022
22	Ministerio de Energía y Minas	18-07-2022

6. Fuera del período de participación establecido para la Consulta Pública 02-2022 en la resolución CRIE-09-2022, las siguientes entidades presentaron observaciones:

No.	ENTIDAD	FECHA DE RECEPCIÓN	HORA
1	Hidro Xacbal, S. A.	18-07-2022	16:33
2	Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima	18-07-2022	16:38
3	Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima	18-07-2022	16:38
4	ENEL Fortuna, S.A.	18-07-2022	17:57
5	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)	11-08-2022	14:23

7. Durante el periodo de Consulta Pública 02-2022, los señores Isaías Barrios, quien manifestó remitir observaciones por parte del Centro Nacional de Despacho de Carga - CNDC- (Nicaragua), y Jorge Núñez Pagoaga quien manifestó remitir observaciones por parte del Centro Nacional de Despacho -CND- (Operador del Sistema de Honduras) presentaron observaciones en la consulta referida. En ese sentido, el 19 de julio de 2022,



con el ánimo de poder considerar su participación dentro del proceso de CP-02-2022, así como de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER, en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública, resolución CRIE-08-2016 y en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-09-2022, se previno el cumplimiento de requisitos formales establecidos en la Regulación Regional a dichos participantes; no obstante, no se evacuaron las prevenciones realizadas.

8. El 08 de octubre de 2022, mediante correo electrónico, la Gerencia Técnica de la CRIE remitió para valoración y observaciones del Grupo de Apoyo Regulatorio (GAR) el informe AT-05-2022/GJ-66-2022/GM-39-10-2022/GT-32-2022, denominado “*INFORME CONSULTA PÚBLICA 02-2022 ‘PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL’*”.
9. Los días 27 de octubre y 04 de noviembre de 2022, el equipo técnico de la CRIE sostuvo reuniones de trabajo con los representantes del GAR, a efectos de que éstos realizaran sus valoraciones y observaciones al informe AT-05-2022/GJ-66-2022/GM-39-10-2022/GT-32-2022.

---

### III. **NORMATIVA APLICABLE**

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

- “**Artículo 2.** *Los fines del Tratado son: // a. Establecer los derechos y obligaciones de las Partes. // b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. // 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 (...) // e. Crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región. // 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 4** *El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. (...)*”.
- “**Artículo 5.** *Las actividades del Mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores. (...)*”.
- “**Artículo 6.** *Los Gobiernos procurarán que el Mercado evolucione hacia estados cada vez más competitivos, para lo cual realizarán evaluaciones conjuntas al menos cada*

dos años, en base a recomendaciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado.”.

- *“Artículo 9. Los Gobiernos deberán establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional, en consistencia con el desarrollo eficiente del Mercado regional.”*
- *“Artículo 11. Se considera transmisión regional el flujo de energía que cruza las fronteras de los países, permitiendo las transacciones del Mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro.”*
- *“Artículo 12. Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional. // Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional.”*
- *“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 14. La remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la CRIE. // Para determinar la remuneración a que tendrán derecho los agentes transmisores por el servicio de transmisión regional, la CRIE tendrá en cuenta los eventuales ingresos de cualquier negocio distinto al de la transmisión de energía eléctrica, realizado usando dichas instalaciones. // Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.”*
- *“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 17. De acuerdo con los procedimientos legales de cada país, cada Gobierno se compromete a otorgar autorizaciones, permisos, o concesiones, según corresponda, para futuras expansiones de las redes de transmisión regional a la EPR u otras empresas de transmisión regional.”*
- *“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. (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...) // i. Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente. (...) // m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente y proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del Mercado. (...) // o. Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado. (...).”*
- *“Artículo 28. Los principales objetivos y funciones del EOR son: // a. Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional. // b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. // c. Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado. // d. Apoyar, mediante el suministro de información, los procesos de evolución del Mercado. // e. Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.”*

## Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo)

- *“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. El Consejo Director se reunirá cada vez que lo estime necesario, en sedes rotativas y sus costos de funcionamiento serán absorbidos por los entes estatales de donde proceda cada representante.”*
- *“Artículo 17. El Consejo Director será responsable de impulsar el desarrollo del MER y deberá adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos, para lo cual establecerá mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR en el ámbito de responsabilidad de cada uno.”*
- *“Artículo 23. Los agentes del Mercado, así como las entidades que sean designadas por los Gobiernos para cumplir las funciones de Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) y el Ente Operador Regional (EOR) están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional.”*

## Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

### Glosario

- *“Agente Transmisor: Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR.”*
- *“Ampliación: Todo equipamiento o instalación que se adiciona al primer sistema de transmisión regional establecido conforme el Anexo I del Libro III del RMER y resoluciones de la CRIE, incluido el segundo circuito según el detalle establecido en el inciso a) del numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER.”*
- *“Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión: Máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por una línea permanentemente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar).”*
- *“Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión: Es la máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por una línea temporalmente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar).”*
- *“Conexión: Vinculación eléctrica entre el sistema de transmisión y sus usuarios, comprende el conjunto de líneas equipos y aparatos de transformación, maniobra,*

protección, medición, comunicaciones y auxiliares que son necesarios para materializar la vinculación del usuario en uno o varios puntos determinados de la línea SIEPAC.”

- **“Empresa de Transmisión Regional:** Empresa propietaria de activos de la RTR en más de un país miembro.”
- **“Excedente del consumidor:** Se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no Servida valorizada al respectivo Costo de la Energía no Servida”.
- **“Índice de Lerner:** Es un indicador utilizado para medir el poder de mercado, el cual se calcula como la diferencia entre el precio de un bien en un mercado y los costos marginales del productor más caro que abastece la demanda, dividido por el precio del bien”.
- **“Iniciador (de una Ampliación a Riesgo):** Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para realizar una ampliación de la RTR, o que la presenta al organismo de su país encargado de autorizar la ampliación, pero esta resulta identificada como perteneciente a la RTR por el EOR”.
- **“Sistema de Planificación de la Transmisión Regional:** Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de la RTR y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional”.

## Libro I

- **“1.4.3.1 Productos y Servicios //** Los productos y servicios que se prestan en el MER son los siguientes: (i) energía eléctrica, (ii) servicios auxiliares, (iii) servicio de transmisión regional, (iv) servicio de operación del sistema y (v) el servicio de regulación del MER”.
- **“1.5.2.3 En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de: // a) Aprobar modificaciones a los reglamentos, normas y regulaciones regionales; // b) Supervisar y vigilar el funcionamiento del MER; // c) Aprobar la conexión de nuevas instalaciones de los Agentes que a partir de la vigencia de este Reglamento se conecten directamente a la RTR de conformidad con lo establecido en el Libro III RMER. Una vez obtenida la correspondiente concesión, permiso o autorización y aprobada la conexión de acuerdo con la Regulación Nacional correspondiente, la CRIE podrá aprobar la conexión; // d) <sup>1</sup>Aprobar las Ampliaciones**

---

<sup>1</sup> Suspendido temporalmente hasta el 30 de junio de 2022, de conformidad con la Resolución CRIE-73-2020 del 21 de diciembre de 2020 y la Resolución CRIE-29-2021 del 25 de noviembre de 2021.

*Planificadas de la RTR a propuesta del EOR, que surjan del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Planificada será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique dicha ampliación; // e) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo que incluyan instalaciones en más de un País Miembro. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación; // f) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son propuestas por un Iniciador de un País Miembro, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación. // (...) i) Preparar periódicamente los Informes de Diagnóstico del MER para evaluar el desarrollo del Mercado. // j) Exigir a los Agentes que adecuen sus instalaciones a los requerimientos establecidos en este Reglamento; // k) Establecer el Canon Máximo Aceptable asociado a una ampliación de la RTR”.*

- *“1.5.3.2 En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de: // a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional; // (...) e) Preparar periódicamente informes para: // i. Identificar los problemas detectados y proponer posibles soluciones; (...) // g) Desarrollar y mantener una Base de Datos Regional; // i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER; // i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoría de las instalaciones de los Agentes, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el MER. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional; // (...) iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un OS/OM o Agente transmisor. // (...) vii. Verificar el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión de los equipos e instalaciones de los Agentes Transmisores que estos han establecido, siguiendo los criterios determinados para tal fin; // viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Reglamento; y // ix. Considerar en el SPTR las propuestas de adecuaciones de la RTR presentadas por los Agentes que no prestan el servicio de transmisión. (...)”.*
- *“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**

- *“15.4.1 En la operación y mantenimiento de las instalaciones, cada Agente está obligado a adoptar todas las medidas técnicas para cumplir con los límites de emisión de contaminantes fijados por la regulación ambiental nacional”.*
- *“15.4.3 Durante la operación de la RTR, cada Agente deberá dar cumplimiento de los niveles de tolerancia para campo electromagnético, radio-interferencia y ruido audible, contemplados por la legislación vigente en cada país”.*
- *“17.1.1 Para cumplir con los requisitos planteados en el Capítulo 11 de este Libro, la solicitud presentada por un Iniciador de una Ampliación a Riesgo debe contener los estudios de la RTR que se detallan en este Capítulo”.*

### **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; //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**



- *“Artículo 5. Una vez ordenado el inicio del procedimiento a más tardar al día hábil siguiente, se deberá invitar a los interesados a presentar sus posiciones respecto a la consulta, invitación que:*
  - a. *Se remitirá vía correo electrónico a los Entes Regionales, los OS/OM y Reguladores Nacionales, en el cual se incluirá el link de los documentos consultados los cuales se publicarán en el sitio web oficial de la CRIE [www.crie.org.gt](http://www.crie.org.gt).*
  - b. *Se publicará en el sitio oficial indicado en el inciso anterior, por el periodo establecido para la consulta, para que cualquier interesado pueda acceder a ellos y participar en la consulta de conformidad con este procedimiento.*

*En tal invitación deberán indicarse un resumen de las razones que fundamentan la consulta, la propuesta de norma o modificación de regulación regional que se somete a consulta, la fecha y hora de cierre de recepción de posiciones, comentarios y observaciones, así como los medios por los cuales pueden presentar las mismas”.*

- *“Artículo 6. El plazo para presentar observaciones será de 15 días calendario, contados a partir del momento de publicar los documentos en el sitio web oficial de la CRIE. En caso de que la CRIE considere necesario reducir el plazo por la urgencia que requiera la atención de algún asunto sujeto a la consulta pública, podrá establecer un plazo no menor a 5 días calendario”.*
- *“Artículo 7. Transcurrido el plazo para presentar posiciones, la CRIE tiene un plazo de hasta 15 días hábiles, para analizarlas. Dentro de dicho plazo las respectivas Gerencias encargadas de la propuesta consultada deberán valorar las observaciones y comentarios recibidos, darles respuesta, preparar un único informe que incluya: la propuesta regulatoria final, las respuestas a las observaciones y comentarios recibidos, su recomendación y la propuesta de resolución. Dichos documentos se trasladarán al Secretario Ejecutivo para su revisión”.*
- *“Artículo 10. La resolución que finalmente emita la CRIE, la cual incluirá la respuesta a las observaciones y comentarios recibidos, se publicará en el sitio web oficial. Y a los participantes de la consulta pública respectiva, se les comunicará que la resolución con la respuesta a sus observaciones y comentarios se encuentra disponible en el sitio web oficial”.*

---

#### IV. ANÁLISIS

La CRIE mediante la resolución CRIE-09-2022 del 21 de abril de 2022, ordenó el inicio de la Consulta Pública 02-2022, a fin de obtener comentarios y observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE*

*PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”, misma que se llevó a cabo del 04 al 18 de julio de 2022.

Al respecto, se indica que en el presente informe se valora y da respuesta a todas las observaciones y comentarios recibidos en la referida consulta pública, con el objeto de considerar las mejoras correspondientes a la propuesta normativa final. En ese sentido, se indica que varios de los comentarios analizados han derivado en mejoras a la propuesta normativa, las cuales han sido incorporadas en el Anexo denominado: *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”* del presente informe.

A continuación, se muestran las observaciones y comentarios presentados por los participantes en la CP-02-2022 y sus respectivas respuestas.

## ACRÓNIMOS

### SPGTR

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Existen en América Central dos categorías de Sistemas de Transmisión: El Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional. La responsabilidad de planificar, expandir, mantener, operar y remunerar el Sistema de Transmisión Nacional corresponde a las Autoridades Nacionales de: Política Energética, Regulación y Operación. La responsabilidad de planificar, expandir, mantener, operar y remunerar el Sistema de Transmisión Regional corresponde a	Esto se evidencia en los Artículos 12, 15 y 17 del Tratado Marco en las frases: “sistemas interconectados nacionales”, “Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales”, “redes regionales”, “redes nacionales”, “sistemas eléctricos de los seis países”, “sistema de interconexión regional”, y “las redes de transmisión regional”	Todas las ampliaciones de transmisión deben identificarse con calificativos de Regional o Nacional para evitar interpretaciones indebidas y que el límite de responsabilidad este clara e inequívocamente establecido evitando que la regulación regional sea difusa y confusa.	Se acoge el comentario presentado por el participante y se harán los ajustes correspondientes en la propuesta regulatoria sometida a la CP-02-2022.

		las Autoridades Regionales: CDMER, CRIE y EOR. Lo anterior implica que una Ampliación de Transmisión debe estar claramente identificadas como perteneciente a uno u otro sistema.			
2	<b>INDE (ECOE, ETCEE, EGEE)</b>	Acrónimos, sección de “ <i>Nomenclatura</i> ” del Glosario del Libro I Es factible la modificación del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional y sus variantes por <b>Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</b>			Se tiene por recibido el comentario realizado por la entidad participante a la propuesta de mejora normativa socializada a través de la consulta pública CP-02-2022.
3	<b>INE, ENATREL, MEM</b>	El Tratado Marco solo se refiere a la Planificación de la Transmisión y a la Generación como indicativa	Tratado Marco, Artículo 28, inciso e. Conforme a los artículos: art. 30 incisos a), c), y d) de la Ley 290, art. 8 (definición del MEM) y 15 de la Ley 272 LIE; corresponde al MEM la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector, con	SPGTR: Sistema de Planeación de la Generación Indicativa y la Transmisión Regional	Al respecto, se le aclara a los participantes, que en efecto según lo establecido en el inciso e. del artículo 28 del Tratado Marco, el plan de expansión de la generación y de la transmisión regional es de carácter indicativo; sin embargo, el sistema de la planificación de la generación y la transmisión regional (SPGTR) es la herramienta mediante la cual se formula dicho plan.

			<p>sanción del Presidente de la República.</p> <p>Conforme el artículo 5 numeral 6 de la Ley 583, corresponde a ENATREL, elaborar el Plan de Expansión de la Transmisión.</p>		<p>En ese sentido, no se hace necesario que la denominación de dicho sistema incorpore la palabra "indicativo". En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por los participantes.</p>
4	UT	<p>Corregir en el Libro I del RMER, numeral 1.5.6.3, para que quede consistente con lo indicado en la definición del concepto propuesto: Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional.</p>	<p>Teniendo en consideración que la definición propuesta en la consulta pública sobre el Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, establece que: Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regionales y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM. Se considera que el numeral 1.5.6.3 del Libro I del RMER debe ser modificado a efecto de que el EOR será el responsable de identificar las instalaciones que componen a la RTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecido en la Regulación Regional, tal como se encuentra establecido actualmente.</p>	<p><i>Proponemos la siguiente definición para el numeral 1.5.6.3 del Libro I del RMER: "El EOR es el responsable de identificar las instalaciones que componen la RTR, como parte del Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la Regulación Regional."</i></p>	<p>Se le indica al participante que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, no consideró modificaciones al numeral 1.5.6.3 del Libro I del RMER; sin embargo, se identifica necesario eliminar la referencia que dicha norma hace al sistema de planificación, razón por la cual se toma nota y se modificará siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente.</p>

5	ICE, DIVISIÓN TRANSMISIÓN		4) La ampliación del término Sistema de Planificación Regional de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), implica una coordinación general de las ampliaciones regionales y nacionales para mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Regional (COIIM) y las metodologías y procedimientos asociados a la naturaleza de cada ampliación.		Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.
---	---------------------------	--	--	--	---

**COIIM**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR		Incluir definición de Capacidad Operativa de Intercambio Mínima (COIIM)	Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima: Valor en MW de capacidad operativa de transmisión entre par de países adyacentes, para uso de las transacciones regionales de energía en el MER, fijada por el Regulador Regional a través de Resolución.	De conformidad con lo planteado por la entidad participante, se acoge parcialmente el ajuste propuesto. En ese sentido, se considera conveniente incluir la definición en el Glosario del Libro I del RMER, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima</i> <i>Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países</i>

					adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan.
2	<b>EPR</b>	<p>Definir la COIIM entre pares de países. Es importante definir de una forma transparente y eficiente el procedimiento para calcular y aprobar la COIIM mínima entre pares de Países Miembros:</p> <p>Considerando que las ampliaciones regionales incluyendo la línea SIEPAC funcionan en paralelo con los sistemas de transmisión nacional, la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) dependerá de la interdependencia de las dos redes (Regional y Nacional); por tanto, definir una sola</p>		<p><b>COIIM:</b> Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima entre pares de países adyacentes, definida en MW como resultado de los Estudios de Largo Plazo elaborados por el EOR y que es aprobada mediante resolución por la CRIE.</p>	<p>De conformidad con lo planteado por la entidad participante, se acoge parcialmente el ajuste propuesto. En ese sentido, se considera conveniente incluir la definición en el Glosario del Libro I del RMER, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima</b></p> <p><i>Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan.</i></p>

		<p>capacidad operativa para todos los enlaces entre países conduce a exigir capacidades operativas ineficientes y por ende ampliaciones nacionales y regionales ineficientes; es importante tener en cuenta que no es lo mismo capacidad operativa que límite térmico, normalmente la COIIM es igual o menor al límite térmico</p>			
3	AGER	<p>Es necesario definir un valor para la capacidad operativa de intercambio mínima para las transacciones del MER</p>	<p>El RMER no establece actualmente un valor mínimo para la capacidad operativa mínima para realizar las transacciones</p>	<p>COIIM concepto nuevo que garantizaría un volumen mínimo de capacidad de transferencia, es positivo.</p>	<p>De conformidad con lo planteado por el participante, se considera conveniente incluir la definición en el Glosario del Libro I del RMER, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima</b>  <i>Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión</i></p>



Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan.

## GLOSARIO

### AGENTE TRANSMISOR

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EOR</b>	Mejorar la comprensión en la redacción y hacer referencia al singular tal cual está en el título. No plural.		Agente Transmisor Propietario de instalaciones de transmisión y que sea reconocido como tal en la regulación nacional.	Al respecto, se acoge parcialmente lo planteado por el participante, en cuanto a que el término se defina en forma singular y la indicación que sea reconocido en la regulación nacional como agente transmisor. Adicionalmente, en atención a comentarios de otros participantes, se considera conveniente mantener dentro de la definición de Agente Transmisor " <i>pertenecientes a la RTR</i> ". Por otra parte, se agrega la frase " <i>o poseedor</i> " con el objeto de que la definición incluya aquellos agentes que utilicen instalaciones de transporte en cualquier título. En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional</i>

					Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.
2	AMM	En Guatemala existen agentes generadores que son propietarios de infraestructura de transmisión.	El RMER establece obligaciones regulatorias a los Agentes Transmisores que no forzosamente deben cumplir agentes generadores con activos de transmisión, ya que en casos particulares ellos han realizado inversiones para evacuar y entregar al SNI su generación.	Modificación de la definición de Agente Transmisor. Se propone la siguiente redacción: <b>Agente Transmisor.</b> Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalación de transmisión, <b>que estén debidamente acreditados como tales en el país correspondiente.</b>	Al respecto, se le indica al participante, que se acoge parcialmente la propuesta de ajuste, en cuanto a hacer referencia a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco, respecto a que son agentes transmisores del MER los reconocidos como tales en las legislaciones nacionales. En ese sentido, las obligaciones regionales recaerán sobre los agentes transmisores acreditados como transmisores a nivel nacional.  Adicionalmente, en atención a comentarios de otros participantes, se considera conveniente mantener dentro de la definición de Agente Transmisor " <i>pertenecientes a la RTR</i> ". Por otra parte, se agrega la frase " <i>o poseedor</i> " con el objeto de que la definición incluya aquellos agentes que utilicen instalaciones de transporte en cualquier título. En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera:

					<p><b>Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional</b></p> <p><i>Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.</i></p>
3	<p><b>ACI, IEA, ASCEE, JAGUAR ENERGY, SECACAO, CHOLOMA</b></p>	<p>En Guatemala existen agentes generadores que son propietarios de infraestructura de transmisión.</p>	<p>El RMER establece obligaciones regulatorias a los Agentes Transmisores que no forzosamente deben cumplir agentes generadores con activos de transmisión, ya que en casos particulares ellos han realizado inversiones para evacuar su generación.</p>	<p>Modificación de la definición de Agente Transmisor. Se propone la siguiente redacción: <b>Agente Transmisor.</b> Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalación de transmisión, <b>que estén debidamente acreditados como tal en el país correspondiente.</b></p>	<p>Al respecto, se le indica a los participantes, que se acoge parcialmente la propuesta de ajuste, en cuanto a hacer referencia a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco, respecto a que son agentes transmisores del MER los reconocidos como tales en las legislaciones nacionales. En ese sentido, las obligaciones regionales recaerán sobre los agentes transmisores acreditados como transmisores a nivel nacional.</p> <p>Adicionalmente, en atención a comentarios de otros participantes, se considera conveniente mantener dentro de la definición de Agente Transmisor "<i>pertenecientes a la RTR</i>". Por otra parte, se agrega la frase "<i>o poseedor</i>" con el objeto de que la definición incluya aquellos agentes que utilicen instalaciones de transporte en cualquier título. En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta, la cual se leerá de la siguiente</p>

					<p>manera:</p> <p><b>Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional</b>  <i>Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.</i></p>
3	CNEE	Se reiteran los argumentos Observación General no. 3.	No modificar.		<p>Al respecto, se acoge lo planteado por el participante, en cuanto a mantener la frase "pertenecientes a la RTR". Por otra parte, derivado de comentarios presentados por otros participantes, se agrega la frase "o poseedor" con el objeto de que la definición incluya aquellos agentes que utilicen instalaciones de transporte en cualquier título, así como la referencia a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco.</p> <p>En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional</b>  <i>Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente</i></p>

					<p><i>transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.</i></p>
4	INE, ENATREL, MEM	Según la reglamentación nacional, existen dos tipos de Agentes Transmisores.	Reglamento Ley 272, Decreto 4298, Artículo 14	Agente Transmisor: Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR.	<p>Al respecto, se acoge lo planteado por los participantes, en cuanto a mantener la frase "<i>pertenecientes a la RTR</i>". Por otra parte, derivado de comentarios presentados por otros participantes, se agrega la frase "<i>o poseedor</i>" con el objeto de que la definición incluya aquellos agentes que utilicen instalaciones de transporte en cualquier título, así como la referencia a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco.</p> <p>En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional</i></b>  <i>Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.</i></p>

5	UT	Se somete a consideración una mejora al concepto propuesto sobre agente transmisor, ya que pueden existir casos en los cuales las instalaciones de transmisión pudieran estar en posesión de los agentes transmisores, y no en propiedad, por ejemplo: ante casos de arrendamiento de estas instalaciones.	En la Ley general de electricidad de El Salvador, en su art. 4 define al "transmisor" como " <i>la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje, que comercializa sus servicios</i> ". Este concepto es mas amplio que el establecido en el RMER, ya que en la normativa nacional no se limita a la entidad que tiene en "propiedad" las instalaciones, sino que un transmisor también puede ser aquel que tenga las instalaciones en arrendamiento.	Agente Transmisor: Se refiere en forma genérica a los propietarios o poseedores de instalaciones de transmisión.	Al respecto, se acoge lo planteado por el participante, en cuanto a agregar la frase " <i>o poseedor</i> ". Por otra parte, se considera conveniente mantener la frase " <i>perteneciente a la RTR</i> ". Adicionalmente, derivado de comentarios presentados por otros participantes, se adiciona la referencia a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco.  En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional</i></b> <i>Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.</i>
6	ICE- DIVISIÓN TRANSMISIÓN		2) Para esta División, como un único agente transmisor en Costa Rica con participación de la red Nacional y Regional SIEPAC, junto con la EOR como propietarios de infraestructura o instalaciones de Transmisión		Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.

en el territorio nacional; reviste especial importancia la ampliación de la definición y alcance de los Agentes Transmisores.

## AMPLIACIÓN

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EPR		Delimitar la propiedad legal de las instalaciones del SIEPAC.	<b>Ampliación del primer sistema de transmisión regional</b> Todo equipamiento o instalación que la EPR adiciona al primer sistema de transmisión regional establecido conforme el Anexo I del Libro III del RMER y resoluciones de la CRIE, incluido el segundo circuito según el detalle establecido en el inciso a) del numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER.	Se le indica al participante que el alcance de la propuesta regulatoria sometida a la CP-02-2022, no consideró modificaciones a la definición actual, si no solamente su denominación. Por lo tanto, no es procedente conocer la propuesta de ajuste presentada.
2	EOR	Modificar el término a definir: Ampliación, es un término genérico, la definición se enmarca a las instalaciones de la Línea SIEPAC, por lo cual, la denominación debe estar enmarcada al		Ampliación a la Línea SIEPAC: Todo equipamiento o instalación que se adiciona al primer sistema de transmisión regional establecido conforme el Anexo I del Libro III del RMER y resoluciones de la CRIE, incluido el segundo circuito según el detalle establecido en el inciso a)	Al respecto, se le indica al participante que en la propuesta sometida a CP-02-2022, se propuso modificar el término " <i>ampliación</i> " por " <i>ampliación del primer sistema de transmisión regional</i> ", precisamente en atención al contenido de la definición; no obstante, con el fin de que la denominación de este concepto guarde consistencia con la denominación

		contenido de la definición.		del numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER.	"Línea SIEPAC" que actualmente se encuentra en el RMER, se acoge lo planteado por el participante, por lo tanto, la denominación de ampliación se leerá de la siguiente manera:  <i>"Ampliación a la Línea SIEPAC"</i>
--	--	-----------------------------	--	---	--

### AMPLIACIÓN DE TRANSMISIÓN REGIONAL

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Por transparencia y claridad se debe hacer notar que las Ampliaciones de Transmisión Nacional tienen dos fuentes de identificación: a) Las Programadas o Planificadas identificadas por el Sistema de Planificación Nacional y b) Las Pendientes identificadas por el SPGTR.	Velar por la transparencia del MER: Artículo 22, literal b), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  Ampliación de Transmisión Regional: Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para aumentar la Capacidad de Transmisión Regional y cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Nacionales y Regionales, tomando en cuenta las Ampliaciones de Transmisión Nacional Programadas por el Sistema de Planificación Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional Pendientes identificadas por el SPGTR para alcanzar y mantener la COIIM.	Al respecto de lo planteado por el participante, se considera atendible el comentario en cuanto a detallar las fuentes de identificación de las ampliaciones nacionales.  Ahora bien, en relación al texto propuesto, el mismo se ajustará parcialmente, por lo cual se leerá de la siguiente manera:  <i>Ampliación de Transmisión Regional Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para superar la COIIM, tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional identificadas por el sistema de planificación nacional y las</i>



					<i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i>
2	<b>EOR</b>		<p>La capacidad operativa de transmisión es el término que se utiliza en la normativa. adicionalmente:</p> <p>a) La ampliación podría instalarse en el SER, y a partir de ese momento ser parte de la red regional,</p> <p>b) no es solamente para aumentar capacidad “y” cumplir los CCSD en su conjunto</p> <p>c) Y no son solamente para alcanzar la COIIM. (ver numeral 10.6.5.1, 10.6.5.2 Y 10.6.5.3, de la propuesta EOR)</p>	<p>Ampliación de Transmisión Regional</p> <p>Instalación de transmisión que se adiciona al Sistema Eléctrico Regional, para mantener o incrementar la capacidad operativa de transmisión regional, cumpliendo con los Criterios de Calidad y Seguridad regional. <del>tomando en cuenta la expansión de la red de transmisión de los sistemas nacionales.</del></p>	<p>Tomando en consideración que:</p> <p>1) no todas las ampliaciones de transmisión regional que se conecten al SER formarán parte de la RTR;</p> <p>2) todas las nuevas ampliaciones de transmisión regional deben incrementar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima; y</p> <p>3) las ampliaciones nacionales deberían permitir alcanzar la COIIM cumpliendo con los CCSD.</p> <p>En ese sentido, se le indica al participante que por estas razones no se estima adecuado acoger la redacción propuesta.</p>
3	<b>EPR</b>	<p>Con el fin de dar mayor claridad a la regulación es conveniente incluir una definición más amplia de lo que se entiende por Ampliación de Transmisión Regional. Se incluyen opciones adicionales que permitan ampliar las redes considerando los retos futuros de la transición energética teniendo en cuenta las</p>		<p><b>Ampliación de Transmisión Regional:</b> Todo equipamiento o instalación que se adiciona al sistema de transmisión regional incluyendo líneas cortas, requerimientos de ampliación, reconfiguración y/o digitalización de subestaciones, la instalación de módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) en subestaciones o en líneas, conectados en serie o en paralelo, con los equipos necesarios para su conexión, cambio de equipos</p>	<p>Se le aclara que no se considera adecuado realizar el ajuste propuesto en esta definición, toda vez que el sistema de transmisión regional abarca cualquier elemento de transmisión y hacer un listado de estos elementos pudiese limitar la propuesta de norma. No obstante, se le indica que el literal d) del nuevo numeral 10.3.3.2 de la propuesta de norma contempla que: "<i>d) Las ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional, comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores</i></p>

		nuevas tecnologías y buscando mayor flexibilidad tanto en la ejecución del plan como en la operación del SER		asociados al SER por otros de mayor capacidad y los demás que el EOR considere dada la evolución tecnológica que vaya ocurriendo en la transmisión de energía eléctrica incluyendo los sistemas de almacenamiento con baterías, sistemas seriales síncronos estáticos etc., que permiten superar la COIIM mínima entre pares de países, cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regional y que cumple los criterios económicos establecidos en el Capítulo 10 del Libro III.	<p><i>AC/DC/AC, equipamiento de electrónica de potencia y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, entre otros equipos de potencia, que permitan las transacciones regionales de energía.</i>", de lo anterior se desprende, que al indicarse "<i>entre otros equipos de potencia</i>" se incluye sin estar limitado al ajuste propuesto por el participante.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera adecuado acoger el comentario presentado por el participante.</p>
4	INE, ENATREL, MEM	Eliminar frase repetida	N/A	<p>Ampliación de Transmisión Regional</p> <p>Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para aumentar la Capacidad de Transmisión Regional y cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Nacionales y Regionales, tomando en cuenta las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM.</p>	<p>Considerando lo planteado por los participantes, se les aclara que en la propuesta de mejora regulatoria sometida a la CP-02-2022, cuando se refiere a: "<i>Ampliaciones de Transmisión Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM</i>", la misma hace alusión a dos tipos diferentes de ampliaciones nacionales.</p> <p>No obstante, para mayor claridad del texto propuesto, se precede a realizar el ajuste, que se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>Ampliación de Transmisión Regional</i></b>  <i>Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para superar la COIIM,</i></p>

					tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional identificadas por el sistema de planificación nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIM.
5	UT	Se observa una duplicidad en la redacción de la definición propuesta, por lo que se ajusta el texto.	N/A	Ampliación de Transmisión Regional: Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para aumentar la Capacidad de Transmisión Regional y cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Nacionales y Regionales, tomando en cuenta las Ampliaciones de Transmisión Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional y aquellas para alcanzar y mantener la COIM	Considerando lo planteado por el participante, se le aclara que en la propuesta de mejora regulatoria sometida a la CP-02-2022, cuando se refiere a: " <i>Ampliaciones de Transmisión Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIM</i> ", la misma hace alusión a dos tipos diferentes de ampliaciones nacionales.  No obstante, para mayor claridad del texto propuesto, se precede a realizar el ajuste, que se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Ampliación de Transmisión Regional</i></b> <i>Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para superar la COIM, tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional identificadas por el sistema de planificación nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIM.</i>

6	ICE, DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD	<p><b>10. Ampliación de Transmisión Regional:</b> En esta definición se repite la palabra Ampliación de Transmisión Nacional. Se considera que deben de ser ambas tanto la nacional como la regional</p>		<p><b>10. Propuesta de cambio a la definición (Ampliación de Transmisión Regional):</b> Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para aumentar la Capacidad de Transmisión Regional y cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Nacionales y Regionales, tomando en cuenta las Ampliaciones Nacionales y Regionales para alcanzar y mantener la CIIM. <b>Comentario al texto:</b> La ampliación del término Sistema de Planificación Regional de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), implica una coordinación general de las ampliaciones regionales y nacionales para mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Regional (COIIM) y las metodologías y procedimientos asociados a la naturaleza de cada ampliación.</p>	<p>Considerando lo planteado por el participante, se le aclara que en la propuesta de mejora regulatoria sometida a la CP-02-2022, cuando se refiere a: "<i>Ampliaciones de Transmisión Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM</i>", la misma hace alusión a dos tipos diferentes de ampliaciones nacionales, la primera hace referencia a las identificadas a través de la planificación nacional y las segundas en la planificación regional.</p> <p>No obstante, para mayor claridad del texto propuesto, se procede a realizar el ajuste, que se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>Ampliación de Transmisión Regional</i></b>  <i>Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para superar la COIIM, tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional identificadas por el sistema de planificación nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i></p>
---	--	--	--	---	---

**PLANTAS DE GENERACIÓN REGIONAL**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<p><b>COMERCIA INTERNACIONAL</b></p>	<p>La Consulta Pública 2-2022 adiciona la definición de “Planta de Generación Regional”. Sin embargo, se considera necesario que para operativizar los conceptos, se complemente con otras definiciones.</p>	<p>Tal como propuesta la definición, aún genera un vacío normativo. Para que las Plantas de Generación Regional puedan cumplir sus objetivos de suministro regional y puedan cumplir los suministros de los contratos que los agentes propietarios de estas celebren, se propone:</p> <p>1. <u>Agregar definición de “Capacidad de Importación Nacional”</u>: Es obligación de los Gobiernos garantizar el libre tránsito o circulación de energía para importación o exportación según el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. “Garantizan el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos. b. Declaran de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional.” El EOR deberá realizar las</p>	<p>1. Agregar: <b>“Capacidad de Importación Nacional (CIN):</b> Es la cantidad de energía de importación de un país miembro del MER para un determinado período.”</p> <p>2. Modificar <b>“Plantas de Generación de Carácter Regional:</b> Es aquella instalación de generación de electricidad, que mantenga uno o más contratos de mediano o largo plazo o <b>contratos regionales existentes</b> con uno o varios agentes del mercado y que la central de generación que se comprometa se encuentre ubicada en un país diferente a donde se encuentra ubicado el comprador o compradores.”</p> <p>3. Agregar: <b>“Contrato Regionales Existentes:</b> Son los Contratos de Corto Plazo, Contratos de Mediano o Largo Plazo que se hayan celebrado previo a la vigencia de la Reforma del RMER [*fecha de Reforma al RMER derivada de consulta pública 2-2022 *], y bajo la vigencia del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y que sean resultado de una negociación entre agentes o un proceso de Licitación</p>	<p>Se aclara al participante, lo siguiente:</p> <p>1) Que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022 es la de mejorar la norma que rige la planificación de la generación y la transmisión regional, no así la operativización de las plantas de generación de carácter regional. No obstante, se comunica que se está trabajando en el desarrollo de la normativa relacionada con las plantas de generación de carácter regional.</p> <p>2) La definición de “plantas de generación de carácter regional” agregada al Glosario del Libro I del RMER, se adicionó en atención a lo establecido en el Tratado Marco y tiene como fin, ser un insumo para evaluar estrategias de expansión de la generación regional, en el marco de la formulación de la política de integración eléctrica regional.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se acogen las propuestas presentadas por el participante.</p> <p>No obstante, para una mayor claridad de la denominación y guardar consistencia con artículo 9 del Tratado Marco, la misma se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>Planta de generación eléctrica de carácter regional</b></p>
---	--------------------------------------	--	--	---	--

			<p>recomendaciones en inversión a los Estados para garantizar la Capacidad de Importación Nacional, no solo la COIIM, toda vez que el artículo 32 del Tratado Marco no solo contempla el libre tránsito para terceros países, sino que también contempla el tránsito para sí, es decir importaciones. Por lo que, forma parte del ámbito de actuación del MER regular las importaciones, y es obligación de los gobiernos de los países miembros del MER realizar las actividades necesarias para superar y garantizar la Capacidad de Importación, según la literal b) de dicho artículo 32: “(...) b) <i>Declaran de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional.</i>”</p> <p><b><u>2. Modificar la Definición de “Plantas de Generación Regional”:</u></b> <i>Es indispensable que en la definición de Plantas de Generación Regional se consideren los Contratos Regionales. Toda vez que El Mercado Eléctrico</i></p>	<p><i>Internacional Regional.”</i></p> <p>4. Agregar: <b>“Contrato Regional de Corto Plazo:</b> <i>Es el Contrato Regional celebrado entre dos agentes operando en dos países diferentes miembros del MER, cuyo plazo de duración sea igual o menor a un año.”</i></p> <p>5. Agregar: <b>“Contrato Regional de Mediano Plazo:</b> <i>Es el Contrato Regional celebrado entre dos agentes operando en dos países diferentes miembros del MER, que deriven de una licitación internacional, cuyo plazo de duración sea mayor de un año hasta cinco años.”</i></p> <p>6. Agregar: <b>“Contrato Regional de Largo Plazo:</b> <i>Es el Contrato Regional celebrado entre dos agentes operando en dos países diferentes miembros del MER, que deriven de una licitación internacional, cuyo plazo de duración sea mayor a cinco años.”</i></p> <p>7. Agregar: <b>“Licitación Internacional Regional:</b> <i>Es la licitación que un agente comprador del mercado de un país miembro del MER emite para que cualquier agente de otro país miembro del MER participe presentando una oferta, y cuya adjudicación resulta en un</i></p>	<p><i>Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.</i></p>
--	--	--	--	--	---

		<p><i>Regional es un Mercado de Contratos, y es necesario que para las Plantas de Generación Regional exista una plataforma jurídica que brinde a dichas plantas la seguridad jurídica para poder operar, dicha plataforma el respeto de los contratos regionales de mediano o largo plazo. Esto tal y como estipula el artículo 4 del Tratado Marco:(...)”.</i></p> <p><b><u>3. Agregar la Definición de “Contratos Regionales Existentes”</u></b> Actualmente no existe una definición de Contratos Regionales en el RMER, sin embargo, el Tratado Marco si los estipuló. Al no existir un ámbito regulatorio desarrollado en el reglamento, más si en el Tratado Marco, es indispensable que se contemplen los Contratos Regionales Existentes del MER previos a la inclusión de un desarrollo normativo en el RMER a efecto de no dejar dichos contratos excluidos y no afectar derechos adquiridos a la luz del Tratado Marco. <b><u>4. Agregar la Definición de</u></b></p>	<p><i>Contrato Regional, ya sea este de Corto, Mediano o Largo Plazo.”</i></p> <p>8. Agregar Transmisión Regional, : <b><i>“Transmisión Regional: Es la capacidad de la Línea de Transmisión que garantice el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para el país miembro (importación) o para terceros países de la región (exportación o transito).</i></b></p>	
--	--	---	---	--

		<p><b><u>“Contrato Regional de Corto Plazo”, “Contrato Regional de Mediano Plazo” y “Contrato Regional de Largo Plazo”</u></b> No existe seguridad jurídica para los agentes generadores regionales, para la aplicación del artículo 4 del Tratado Marco. Pues no existe desarrollo normativo en el RMER de los Contratos Regionales razón por la cual, si se está regulando la generación de Plantas de generación Regional es necesario desarrollar el ámbito jurídico para el desarrollo de sus transacciones de compraventa de energía regional, es decir “Contratos Regionales”. <b><u>5. Agregar la definición de “Licitación Internacional Regional”.</u></b> Si se está considerando el concepto de Plantas de Generación Regional, es indispensable darles un marco jurídico para operar. Por ello es importante definir que se considera “Licitación Internacional Regional” con el propósito de que las Plantas de Generación</p>		
--	--	--	--	--



		<p>Regional puedan obtener Contratos de Corto, Mediano y Largo Plazo de carácter regional por medio de procesos de Licitación que promuevan la libre competencia entre los agentes del mercado.</p> <p><b>Conclusión Jurídica:</b> Es necesario que al crear la definición de Plantas de generación de carácter regional se contemplen los “Contratos Regionales Existentes” celebrados previo a la modificación planteada del RMER, pero dentro de los derechos contenidos en el Tratado Marco, pues de no estar contemplados los contratos regionales existentes, se genera un vacío legal en relación a como dichas plantas pueden regular las condiciones contractuales y el reconocimiento de dichos contratos ante el MER. <b>6. <u>Agregar la definición “Transmisión Regional:</u></b></p> <p>Conforme a lo establecido en el artículo 32 del Tratado Marco, es obligación de los gobiernos garantizar el libre tránsito para terceros países</p>		
--	--	---	--	--

			<p>(tránsito o exportaciones), así como el tránsito para sí (importaciones). Es importante que, al definirse la Transmisión Regional, se contemple en su conjunto la totalidad de obligaciones de los gobiernos países miembros del MER, es decir, garantizar en sus líneas de transmisión la capacidad necesaria para el libre: 1) Tránsito, 2) Importaciones y 3) Exportaciones.</p>		
--	--	--	--	--	--

2	<b>EOR</b>	Se recomienda la siguiente redacción para mejorar la comprensión de la definición. “se encuentre ubicada en un país diferente a donde se encuentra ubicado el comprador”; esta además decirlo, ya que desde el momento que suministra la demanda de otro país, se entiende que no está ubicado en el país comprador. Los contratos regionales se operan únicamente entre agentes de diferentes países.		<b>Planta de generación de carácter regional</b> Central de generación de electricidad, que suministra parte de la demanda de energía eléctrica a uno o más de uno de los países del MER con base en contratos regionales de mediano o largo plazo.	Al respecto, se le indica al participante, que de conformidad con su comentario y de otros recibidos, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Planta de generación eléctrica de carácter regional</i></b> <i>Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.</i>
3	<b>AGER</b>	Para que una planta pueda ser considerada como planta regional y que la misma posea contratos de mediano y largo plazo es necesario definir el tiempo a que se refiere cada uno de estos plazos	El RMER no contiene una definición dentro del glosario referente a mediano y largo plazo	Nodos extra regionales están incluidos, se está extendiendo a cualquier Agente transportista, aspectos positivos en cuanto buscar asegurar los flujos regionales, sin que interfieran las ampliaciones de carácter nacional. En la definición de planta regional, falta definir los conceptos de mediano y largo plazo, y buscar correlación con los Contratos Firmes y los plazos de las subastas de Derechos Firmes.	Al respecto, se le indica al participante, que de conformidad con sus comentarios y de otros recibidos, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Planta de generación eléctrica de carácter regional</i></b> <i>Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior,</i>

					<i>sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.</i>
4	INE, ENATREL, MEM	Revisar la definición de planta regional, la cual deberá estar acorde a la legislación nacional.	En Nicaragua, las plantas renovables solamente podrán vender la energía eléctrica producida, en el MER; cuando la demanda nacional se encuentre satisfecha. (Art. 16 de la Ley 532)	Plantas de generación de carácter regional Es aquella instalación de generación de electricidad, que mantenga uno o más contratos de mediano o largo plazo con uno o varios agentes del mercado y que la central de generación que se comprometa en el contrato se encuentre ubicada en un país miembro del MER y/o sus compradores ubicado en el país o en cualquier otro país miembro.	Al respecto, se le indica a los participantes, que de conformidad con sus comentarios y de otros recibidos, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Planta de generación eléctrica de carácter regional</i></b> <i>Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.</i>
5	UT	En términos generales, los contratos son suscritos o los mantienen los <b>agentes</b> , en este caso los agentes generadores, quienes son los propietarios de las <b>instalaciones</b> de generación; no siendo correcto establecer que las "instalaciones de generación" mantendrán los	1.4. Libro I Aspectos Generales del MER: <b>1.4.1</b> Premisas para la organización y funcionamiento del MER El MER es un mercado mayorista de electricidad a nivel regional cuya organización y funcionamiento se basa en las siguientes premisas: a) En el Mercado se realizan transacciones comerciales de	<b><i>Plantas de generación de carácter regional</i></b> <i>Es aquella instalación de generación de electricidad, que <del>mantenga</del> mantiene comprometida su generación en uno o más contratos de mediano o largo plazo con uno o varios agentes del mercado y que <del>la</del> <del>central de generación que se comprometa en el contrato</del> se encuentre ubicada en un país diferente a donde se encuentra</i>	Al respecto, se le indica al participante, que de conformidad con su comentario y de otros recibidos, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Planta de generación eléctrica de carácter regional</i></b> <i>Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país</i>

		contratos. Sobre lo anterior, el RMER hace referencia que los contratos son suscritos entre <b>agentes</b> del MER.	electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y <b>mediante contratos entre los agentes del mercado;</b>	<i>ubicado el comprador o compradores de la generación comprometida.</i>	<i>diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.</i>
6	<b>ICE- DIVISIÓN TRANSMISIÓN</b>		5. Referente a la definición de plantas de Generación Regional y su participación y alcance en el MER, se debe tener presente una posible aprobación de la ley para la participación de los generadores privados y cooperativas. Analizando su impacto, ya que, tendrían otra participación diferente a la que ahora tiene el ICE como comprador único.		Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.
7	<b>AES- PANAMÁ</b>	Las plantas de generación de carácter regional podrán tener contratos dentro y fuera de su país donde esta ubicado. Se debe definir los términos de contratos de mediano y largo plazo, además de impulsar las subastas de derechos firmes de transición bajo esos mismos términos, de modo que permita que	Razones de Derecho En la definición de plantas de generación de carácter regional, debe tener la opción de suplir varios países, incluyendo el país donde esta instalado y solo en el caso supla el país donde esta instalado no sería considerado de carácter regional.	12. Plantas de generación de carácter regional: Es aquella instalación de generación de electricidad, que mantenga uno o más contratos de mediano o largo plazo con uno o varios agentes del mercado <b>en diferentes países</b> y que la central de generación que se comprometa en el contrato <b>o los contratos</b> se encuentre ubicada en un <b>solo</b> país. <del>diferente a donde se encuentra ubicado el comprador o compradores.</del>	Al respecto, se le indica al participante, que de conformidad con su comentario y de otros recibidos, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>Planta de generación eléctrica de carácter regional</i></b> <i>Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el</i>

		efectivamente se puedan instalar plantas de generación de carácter regional.			<i>comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.</i>
--	--	--	--	--	--

### LÍMITE TÉRMICO CONTÍNUO DE UN ELEMENTO DE TRANSMISIÓN

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	Se recomienda modificar la definición vigente, ya que está limitada a líneas de transmisión omitiendo otros elementos de la red de transmisión tales como los transformadores de potencia.	Para hacerlo consistente con el literal b), numeral 16.2.6.1, del libro III del RMER.	Límite térmico continuo de un elemento de Transmisión <del>Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión</del> Máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por un elemento de transmisión <del>una línea</del> permanentemente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar)	Se le indica al participante que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, no consideró modificaciones a la definición actual, si no solamente a su denominación; no obstante, lleva razón el participante en cuanto a que es necesario modificar la definición contenida en el Glosario del RMER, razón por la cual se toma nota y se modificará la misma siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente.  Adicionalmente, se ha identificado que en el cuerpo del RMER se hace referencia al contenido de este concepto como " <i>Límite Térmico Continuo</i> ", razón por la cual se ajusta la propuesta de modificación normativa para que se lea de la siguiente forma:  <b>"Límite térmico continuo"</b>

2	UT	Se considera que el título propuesto no se encuentra acorde a la definición actual en el RMER, ya que en ésta se hace referencia a una línea de transmisión, y no se generaliza a otro tipo de elementos de transmisión.	La definición actual establecida en el glosario es: "Máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por una línea permanentemente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar)", lo cual hace referencia únicamente a un tipo de elemento de transmisión que es una <b>línea</b> , dejando fuera cualquier otro elemento de transmisión.	"Límite térmico continuo de una Línea <del>un</del> elemento de Transmisión."	Se le indica al participante que la CP-02-2022, consideró únicamente la modificación de la denominación " <i>Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión</i> " por " <i>Límite Térmico Continuo de un elemento de Transmisión</i> ", no obstante, lleva razón el participante en cuanto a que es necesario modificar la definición contenida en el Glosario del RMER, razón por la cual se toma nota y se modificará la misma siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente. Adicionalmente, se ha identificado que en el cuerpo del RMER se hace referencia al contenido de este concepto como " <i>Limite Térmico Continuo</i> ", razón por la cual se ajusta la propuesta de modificación normativa para que se lea de la siguiente forma:  <i>"Límite térmico continuo"</i>
3	INDE (ECOE, ETCEE, EGEE)	El término " <i>elemento</i> " generaliza el título, sin embargo la definición solamente hace referencia a la línea.	Tratado Marco del mercado Eléctrico de América Central Artículo 2 literal f. "Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes..."  Artículo 6 de la Ley General	Numeral 3, Anexo 1, resolución CRIE-09-2022. No es necesaria su modificación ya que el contexto de la definición hace referencia a la línea  ...Artículo 1 (...) de instalaciones de transmisión y <b>transformación de energía eléctrica</b> .	No se acoge el comentario toda vez que se ha identificado la necesidad de generalizar la denominación de manera que esta no se circunscriba a líneas de transmisión; no obstante, como resultado de la presente consulta pública se ha observado necesario modificar la definición contenida en el Glosario del RMER, razón por la cual se toma nota y se modificará la misma siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente. Adicionalmente, se ha identificado que

			de Electricidad amplia la definición de Transportista siendo necesario agregar también que es propietario de Instalaciones de Transformación de Energía Eléctrica		en el cuerpo del RMER se hace referencia al contenido de este concepto como " <i>Límite Térmico Continuo</i> ", razón por la cual se ajusta la propuesta de modificación normativa para que se lea de la siguiente forma:  <i>"Límite térmico continuo"</i>
--	--	--	---	--	---

### LÍMITE TÉRMICO DE EMERGENCIA

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	Se recomienda modificar la definición vigente, ya que está limitada a líneas de transmisión omitiendo otros elementos de la red de transmisión tales como los transformadores de potencia.	Para hacerlo consistente con el literal c), numeral 16.2.6.1, del libro III del RMER.	Límite térmico de emergencia <del>Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión</del> Es la máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por un elemento de transmisión <del>una línea</del> temporalmente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar).	Se le indica al participante que el alcance de la propuesta regulatoria sometida a la CP-02-2022, no consideró modificaciones a la definición actual, si no solamente su denominación. Por lo tanto, no se considera procedente conocer la propuesta de ajuste presentada. No obstante, lleva razón el participante en cuanto a que es necesario modificar la definición contenida en el Glosario del RMER, razón por la cual se toma nota y se modificará la misma siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente.



2	INDE (ECOE, ETCEE, EGEE)	<p><b>Numeral 4, Anexo 1, resolución CRIE-09-2022.</b></p> <p>El término "emergencia" no coincide con la definición, ya que no hace alusión a algún tipo de emergencia.</p>	<p>Tratado Marco del mercado Eléctrico de América Central Artículo 2 literal f. "Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes..."</p> <p>Artículo 6 de la Ley General de Electricidad amplia la definición de Transportista siendo necesario agregar también que es propietario de Instalaciones de Transformación de Energía Eléctrica</p>	<p>Numeral 4, Anexo 1, resolución CRIE-09-2022.</p> <p>No es necesaria su modificación</p> <p>...Artículo 1 (...) de instalaciones de transmisión y <b>transformación de energía eléctrica.</b></p>	<p>No se acoge el comentario toda vez que se ha identificado la necesidad de generalizar la denominación de manera que esta no se circunscriba a líneas de transmisión. No obstante, la definición vigente comprende la emergencia como una capacidad temporal del elemento. Por lo tanto, no se considera pertinente acoger la propuesta de ajuste presentada.</p> <p>Por otra parte, lleva razón el participante en cuanto a que es necesario modificar la definición contenida en el Glosario del RMER, razón por la cual se toma nota y se modificará la misma siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente.</p>
3	AES – PANAMÁ		<p>Razones de Derecho</p> <p>Tal como se define la Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión, debe incluirse para la definición de Capacidad Térmica Temporal la frase "<b>de un elemento de Transmisión</b>".</p>	<p>4. Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión: <b>Límite térmico de emergencia de un elemento de Transmisión.</b></p>	<p>No se acoge el comentario toda vez que se ha identificado la necesidad de generalizar la denominación de manera que esta no se circunscriba a líneas de transmisión. No obstante, la definición vigente comprende la emergencia como una capacidad temporal del elemento. Por lo tanto, no se considera pertinente acoger la propuesta de ajuste presentada.</p>

### CONEXIÓN A LA LÍNEA SIEPAC

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	---	---------------

				<b>PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)</b>	
<b>1</b>	<b>EOR</b>	Se recomienda una mejora de redacción, debido a que son las instalaciones de los usuarios los que se conectan a la línea SIEPAC y no a la inversa como está redactado. El título se refiere a “conexión a la ...”		<b>Conexión a la Línea SIEPAC</b> Vinculación eléctrica de las instalaciones de un agente a la Línea SIEPAC. <del>el sistema de transmisión y sus usuarios.</del> Comprende el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares o cualquier otro elemento para dicha conexión. <del>que son necesarios para materializar para la vinculación de las instalaciones de los agentes del usuario en uno o varios puntos determinados de la línea SIEPAC.</del>	Al respecto, se le indica al participante que con el fin de aclarar la norma, se considera adecuado acoger el ajuste propuesto, por lo cual la misma se leerá de la siguiente manera:  <b>Conexión a la Línea SIEPAC</b> <i>Vinculación eléctrica de las instalaciones de un agente a la Línea SIEPAC, comprende el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares o cualquier otro elemento para dicha conexión.</i>
<b>2</b>	<b>INDE (ECO, ETCEE, EGEE)</b>	<b>Numeral 5, Anexo 1, resolución CRIE-09-2022.</b> No se considera correcto modificar la definición, sustituyendo el término "usuarios" por "agentes", ya que el término "usuario" según su definición requiere que exista una conexión a instalaciones físicas, y el término "agente" no, incluyendo el agente	Tratado Marco del mercado Eléctrico de América Central Artículo 2 literal f. "Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes..."  Artículo 6 de la Ley General de Electricidad amplía la definición de Transportista siendo necesario agregar también que es propietario de	Numeral 5, Anexo 1, resolución CRIE-09-2022. No es necesario modificar el término "usuario" por "agente"  ...Artículo 1 (...) de instalaciones de transmisión y <b>transformación de energía eléctrica.</b>	Al respecto, se le indica al participante que en efecto el agente comercializador no posee instalaciones físicas; en ese sentido, para mayor claridad de la norma se ajustará la propuesta limitándola a las "instalaciones de un agente", de esta manera se excluye a los comercializadores. En razón de lo anterior, la norma se leerá de la siguiente manera:  <b>Conexión a la Línea SIEPAC</b> <i>Vinculación eléctrica de las instalaciones de un agente a la Línea SIEPAC, comprende el conjunto de líneas, equipos y aparatos de</i>

		comercializador ya que este nunca se conecta de manera física a las instalaciones.	Instalaciones de Transformación de Energía Eléctrica		<i>transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares o cualquier otro elemento para dicha conexión.</i>
<b>EMPRESA DE TRANSMISIÓN REGIONAL</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	La Empresa de Transmisión Regional no solo debe ser propietaria de ampliaciones de transmisión regional (futuras) sino también de instalaciones de transmisión regional (existentes).	Si no se toma esa prevención en el RMER se podría contradecir con el Tratado Marco: “Artículo 13° Las empresas de transmisión regionales no podrán realizar las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad, ni podrán ser grandes consumidores. SP-5”	<u>Debe decir:</u>  Empresa de Transmisión Regional: Empresa propietaria de <u>Instalaciones o Ampliaciones de Transmisión Regional que no sea simultáneamente Agente Generador, Distribuidor, Comercializador o Gran Usuario.</u> ”	Se acoge parcialmente su comentario en cuanto a que la empresa de transmisión regional no solamente podría ser propietaria de ampliaciones de transmisión regional sino que también de instalaciones de transmisión regional (existentes) en razón de lo anterior y para evitar una duplicidad en la norma se ajusta la propuesta normativa para que lo que debe entenderse por “ <i>Agente Transmisor</i> ”, se consolide con lo que debe entenderse por “ <i>Empresa de Transmisión Regional</i> ” en el ámbito del MER. Por lo anterior, es necesario derogar del RMER la definición correspondiente a “ <i>empresa de transmisión regional</i> ” no así su denominación.  Adicionalmente, en cuanto a que se incluya en la norma la frase “ <i>que no sea simultáneamente Agente Generador,</i>

					<i>Distribuidor, Comercializador o Gran Usuario</i> ", dicha disposición ya se encuentra contenida en el artículo 13 del Tratado Marco. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.
2	<b>EOR</b>	Mejorar redacción: en términos de propiedad la empresa es propietaria de instalaciones no de "ampliaciones"		Empresa de Transmisión Regional Empresa propietaria de instalaciones de transmisión regional, que no realiza actividades de generación, distribución, comercialización de electricidad, ni ser grandes consumidores	<p>Se acoge parcialmente su comentario en cuanto a que la empresa de transmisión regional no solamente podría ser propietaria de ampliaciones de transmisión regional sino que también de instalaciones de transmisión regional (existentes) en razón de lo anterior y para evitar una duplicidad en la norma se ajusta la propuesta normativa para que lo que debe entenderse por "Agente Transmisor", se consolide con lo que debe entenderse por "Empresa de Transmisión Regional" en el ámbito del MER. Por lo anterior, es necesario derogar del RMER la definición correspondiente a "empresa de transmisión regional" no así su denominación.</p> <p>Adicionalmente, en cuanto a que se incluya en la norma la frase "no realiza actividades de generación, distribución, comercialización de electricidad, ni ser grandes consumidores", dicha disposición ya se encuentra contenida en el artículo 13 del Tratado Marco. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p>

3	<b>EPR</b>	La argumentación de CRIE respecto a modificar la definición porque actualmente solo EPR la cumple no tiene justificación y no restringe a que otras empresas puedan llegar a ser Empresa de Transmisión Regional si construyen ampliaciones de transmisión regional en varios países de la región.	El argumento de CRIE que dice: <i>"es necesario considerar que cualquier agente se haga cargo de una Ampliación de Transmisión Regional en un país"</i> va contra el artículo 13 del TMER modificado por el art 5 del segundo Protocolo, que ya establece las restricciones a las que esta sujeta una empresa de transmisión regional, por tanto no es correcto que "cualquier Agente" se podrá hacer cargo de las ampliaciones regionales. De igual forma, las empresas de transmisión nacional podrían tener restricciones en su propia legislación y por tanto, la regulación regional no debe atravesar esa frontera.	<b>Empresa de Transmisión Regional</b> Empresa propietaria de activos de Transmisión Regional en más de un país miembro.	Se informa al participante que derivado de otros comentarios recibidos se modificó lo que debe entenderse por <i>"Agente Transmisor"</i> , definición que consolidó lo que debe entenderse por <i>"Empresa de Transmisión Regional"</i> en el ámbito del MER. Razón por la cual, se consideró necesario derogar del RMER la definición correspondiente a <i>"empresa de transmisión regional"</i> no así su denominación.  Adicionalmente, en cuanto a que se incluya en la norma la frase <i>"en más de un país miembro"</i> , debe indicarse que el Tratado Marco no establece a que una empresa de transmisión regional deba ser propietaria de activos de transmisión en más de un país miembro. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.
4	<b>CNEE</b>	Se reiteran los argumentos de la Observación General no. 3: El RMER vigente define agente transmisor literalmente como: "Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión		"Empresa de Transmisión Regional: Agente Transmisor que presta el servicio de transmisión regional en la RTR."	Se informa al participante que derivado de otros comentarios recibidos se modificó lo que debe entenderse por <i>"Agente Transmisor"</i> , definición que consolidó lo que debe entenderse por <i>"Empresa de Transmisión Regional"</i> en el ámbito del MER. Razón por la cual, se consideró necesario derogar del RMER la definición correspondiente a <i>"empresa de transmisión regional"</i> no así su denominación.

		<p>pertenecientes a la RTR".</p> <p>Consideramos que no se debería modificar la definición de Agente Transmisor eliminando la frase "...pertenecientes a la RTR", dado que puede establecer obligaciones para aquellos agentes transmisores nacionales que no tienen ninguna instalación que forme parte de la RTR (por lo indicado, por ejemplo, en el numeral 3.3.3 del libro I del RMER), dado que las disposiciones de jerarquía superior, establecidas en el Tratado y sus Protocolos, circunscribe la operación del MER a la Red de Transmisión Regional.</p> <p>Adicionalmente, es importante revisar que dicha definición, en el contexto en el cual se utiliza en el RMER, no contradiga lo</p>			<p>En ese sentido, se acoge parcialmente su propuesta de ajuste toda vez que se consolidan las denominaciones de Empresa de Transmisión Regional y Agente Transmisor.</p>
--	--	--	--	--	---

		<p>establecido en el artículo 13 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que literalmente indica: "Las empresas de transmisión regionales no podrán realizar las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad, ni podrán ser grandes consumidores", y lo establecido en el numeral 3.2.2 del Libro I del RMER; en ese sentido, debe quedar claro en el RMER que una empresa de transmisión regional es un agente transmisor (y no cualquier otro agente del MER), que desarrolla la actividad que esta circunscrita a la prestación del servicio de transmisión regional en la red de transmisión regional, no por fuera o más allá de esos conceptos. Como justificación</p>			
--	--	---	--	--	--

		<p>para la modificación de la definición de Empresa de Transmisión Regional se indica literalmente en el informe diagnóstico lo siguiente "...es necesario considerar que cualquier Agente se haga cargo de una Ampliación de Transmisión Regional en un país", es importante que este concepto quede acotado a que cualquier Agente Transmisor, o cualquiera que se constituya en Agente Transmisor (no pueden ser otros agentes diferentes a los Agentes Transmisores), se pueda hacer cargo de una Ampliación de Transmisión Regional, para cumplir los artículos 5 y 13 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, dado que la remuneración que recibe un agente transmisor del MER es</p>			
--	--	---	--	--	--



		por el servicio de transmisión regional.			
5	UT	Se propone modificar la definición, en concordancia con la definición propuesta de "ampliación de transmisión regional", en el sentido de que las empresas de transmisión pueden ser propietarios de objetos ("activos") de transmisión y no de ampliaciones.	La definición que se adicionará de: "Ampliación de Transmisión Regional" establece que es la "Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para aumentar la Capacidad de Transmisión Regional y cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Nacionales y Regionales, tomando en cuenta las Ampliaciones de Transmisión Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM.", en esta definición se hace referencia a la acción, de ampliar el sistema de transmisión, el cual no es un objeto o bienes, de los cuales pudiera ser propietario la empresa de transmisión regional.	<b>Empresa de Transmisión Regional:</b> Empresa propietaria de activos de las ampliaciones de transmisión regional.	Se informa al participante que derivado de otros comentarios recibidos se modificó lo que debe entenderse por " <i>Agente Transmisor</i> ", definición que consolidó lo que debe entenderse por " <i>Empresa de Transmisión Regional</i> " en el ámbito del MER. Razón por la cual, se consideró necesario derogar del RMER la definición correspondiente a " <i>empresa de transmisión regional</i> " no así su denominación.  En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.
6	ICE DIRECCION DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD	<b>Empresa de Transmisión Regional:</b> Empresa propietaria de Ampliaciones de Transmisión Regional La empresa es		<b>Empresa de Transmisión Regional</b> Empresa propietaria de instalaciones de transmisión regional,	Se informa al participante que derivado de otros comentarios recibidos se modificó lo que debe entenderse por " <i>Agente Transmisor</i> ", definición que consolidó lo que debe entenderse por " <i>Empresa de Transmisión Regional</i> " en el ámbito del MER. Razón por la cual, se

		propietaria de instalaciones no de “ampliaciones”			consideró necesario derogar del RMER la definición correspondiente a “ <i>empresa de transmisión regional</i> ” no así su denominación.  En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.
--	--	---	--	--	--

### ESCENARIO DE AUTOSUFICIENCIA

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	Se reiteran los argumentos de la Observación General no. 8. Observación General No. 8 Establecer un escenario de autosuficiencia en la planificación regional sugiere que no se podrían cumplir los fines del Tratado, dado que el MER considera que tiene una alta probabilidad tender a dicho escenario. Aunque es parte de la técnica en la planificación elaborar			Al respecto, se le aclara al participante que la redacción propuesta de mejora normativa sometida a la CP-02-2022, considera distintos escenarios de igual importancia a cada uno de ellos, partiendo del análisis de un escenario de referencia basado en los planes de expansión de generación nacional de cada uno de los países, los cuales son desarrollados para el abastecimiento de la demanda nacional sin transferencias entre países.  Adicionalmente, se le indica al participante que en la política de integración eléctrica a formular por parte del CDMER, desarrollará los criterios para la generación de escenarios que se consideren pertinentes. En virtud de lo

		escenarios, en los cuales puede estar el de autosuficiencia, se propone eliminar dicha referencia para no darle relevancia a un escenario específico o que se pueda considerar de alta probabilidad. En todo caso, de mantener la inclusión de parte de la CRIE, se propone que también debería darle relevancia a un escenario de máxima integración regional, que sería el extremo opuesto al escenario de autosuficiencia.			anterior y tomando en consideración que no se identifica un ajuste concreto por parte del participante, no se ajusta la propuesta.
2	UT	Este concepto difiere con lo establecido en la definición de "mercado eléctrico regional" del RMER.	Según lo establecido en la definición de "Mercado eléctrico regional o mercado: la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, <b>derivados de un despacho de energía</b> con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes"; se hace referencia a que, lo que se produce es un despacho de energía por lo que el término	Es un escenario de generación donde se satisface la demanda nacional con la generación nacional en cada país, sin intercambios de energía <del>o potencia</del> entre Países	Al respecto, se le aclara al participante, que los análisis eléctricos realizados en los estudios de planificación regional se utilizan escenarios de flujos de potencia y en los estudios de simulación operativa, se utilizan bloques de demanda de energía. En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada por el participante.

potencia no debería estar incluido. Adicionalmente, si en el escenario no hay intercambio de energía tampoco lo hay de potencia.

**EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR		<p>Por claridad de la regulación:</p> <p>a) Es conveniente mantener la definición en el glosario. La definición de excedente de productor se mantiene en el glosario, y ambos se utilizan para determinar el beneficio social, b) Se propone un ajuste de precisión en el término costo marginal por precio marginal, según la teoría económica.</p>	<p>Excedente del consumidor El excedente del consumidor se calcula como el producto de la energía suministrada a la demanda por la diferencia entre el precio que la demanda estaría dispuesta a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el precio de mercado de la energía suministrada dado por el precio marginal. El cálculo del excedente del consumidor se realizará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.</p>	<p>Al respecto, se aclara al participante lo siguiente:</p> <p>a) Debe indicarse que lo contenido en el Glosario del Libro I del RMER, corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera adecuado que quede referido en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta sometida a CP que pasa a ser el nuevo numeral 10.3.4.1, con el fin de guardar consistencia en la norma; por tanto, no se acoge lo propuesto por el participante.</p> <p>b) En los modelos de planificación se utilizan los costos marginales los cuales se usan para representar los precios de compra y oferta de energía; por lo tanto, no se considera pertinente acoger el ajuste propuesto por el participante.</p>

2	AMM		<p>Así como está definido también el “Excedente del productor” debería de estar definido el del consumidor. Siendo ambos conceptos económicos importantes para temas de optimización, se considera relevante la definición de ambos términos, de tal manera que no haya lugar a suposiciones, malentendidos que pudieran derivar en cálculos erróneos. Además, ya que existe un anexo específico para el cálculo del excedente del consumidor, la definición debería mantenerse. De acuerdo con la teoría económica, es un componente importante en la definición del cálculo del beneficio social por lo que es importante que dicho componente esté correctamente definido.</p>	<p>Derogar la definición de Excedente del Consumidor, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario del Libro I del RMER: <b>Esta definición no debe derogarse.</b></p>	<p>Al respecto, se debe indicar que lo contenido en el Glosario del Libro I del RMER, corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera adecuado que quede referido en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta sometida a CP que pasa a ser el nuevo numeral 10.3.4.1. Asimismo, se le aclara al participante que tanto el procedimiento de cálculo del excedente del consumidor como del excedente del productor se encuentran detallados en el Anexo M del Libro III del RMER; por tanto, no se acoge lo propuesto por el participante.</p>
3	<b>ACI, IEA, ASCEE, JAGUAR ENERGY, SECACAO, CHOLOMA</b>		<p>Así como está definido también el “Excedente del productor” debería de estar definido el del consumidor. Siendo ambos conceptos económicos importantes para temas de optimización, se considera relevante la definición de ambos</p>	<p>Derogar la definición de Excedente del Consumidor, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario del Libro I del RMER: se solicita no derogar esta definición</p>	<p>Al respecto, se debe indicar que lo contenido en el Glosario del Libro I del RMER, corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera adecuado que quede referido en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta sometida a CP que pasa a ser el nuevo numeral 10.3.4.1. Asimismo, se le aclara a los participantes que tanto el</p>

			<p>términos, de tal manera que no haya lugar a suposiciones, malentendidos que pudieran derivar en cálculos erróneos. Además, ya que existe un anexo específico para el cálculo del excedente del consumidor, la definición debería de mantenerse.</p> <p>De acuerdo con la teoría económica, es un componente importante en la definición del cálculo del beneficio social por lo que es importante que dicho componente esté correctamente definido.</p>		<p>procedimiento de cálculo del excedente del consumidor como del excedente del productor se encuentran detallados en el Anexo M del Libro III del RMER; por tanto, no se acoge lo propuesto por los participantes.</p>
4	<b>INE, ENATREL, MEM</b>	<p>Mantener la definición de Excedente de Consumidor. Esta definición se encuentra descrita en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta de modificaciones.</p>		<p>Excedente del consumidor Se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no Servida valorizada al respectivo Costo de la Energía no Servida.</p>	<p>Al respecto, se debe indicar que lo contenido en el Glosario del Libro I del RMER, corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera adecuado que quede referido en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta sometida a CP que pasa a ser el nuevo numeral 10.3.4.1. Asimismo, se le aclara a los participantes que el procedimiento de cálculo del excedente del consumidor se encuentra detallado en</p>

					el Anexo M del Libro III del RMER; por tanto, no se acoge lo propuesto por los participantes.
5	ICE DIVISIÓN TRANSMISIÓN		10. La metodología de cálculo del Excedente del consumidor (EC) indicado en la consulta, es ampliamente detallado con los procedimientos, curvas aplicables a cada país, modelos, cálculos y aplicación metodológica, tanto del componente elástico, así como el inelástico de la demanda. Es parte de la función del SPGTR el beneficio social, maximización del EC y excedente del productor.		No identificándose una propuesta concreta de ajuste, se toma nota de lo planteado por el participante.
<b>INICIADOR</b>					
#	<b>PARTICIPANTE</b>	<b>RAZONES DE HECHO</b>	<b>RAZONES DE DERECHO</b>	<b>TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)</b>	<b>ANÁLISIS CRIE</b>

1	CDMER	<p>Todas las ampliaciones de transmisión deben identificarse con calificativos de Regional o Nacional para evitar interpretaciones indebidas y que el límite de responsabilidad este clara e inequívocamente establecido evitando que la regulación regional sea difusa y confusa.</p> <p>Una Ampliación a Riesgo Nacional significa que el Regulador Nacional no garantiza el Ingreso Autorizado Nacional suficiente para la remuneración económica completa de dicha Ampliación. Esta Ampliación no puede ser regulada por la Regulación Regional</p> <p>Una Ampliación a Riesgo Regional significa que el Regulador Regional no</p>	<p>Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>"Iniciador: Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para realizar <del>una Ampliación a Riesgo</del> o una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial. "</p>	<p>Al respecto, se indica al participante, que se acoge la propuesta de ajuste, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>Iniciador</i></b>  <i>Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para desarrollar una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial.</i></p>
---	-------	--	--	---	--



		<p>garantiza el Ingreso Autorizado Nacional suficiente para la remuneración económica completa de dicha Ampliación. Este es el caso de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial. Por ello toda Ampliación a Riesgo Regional es una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial</p> <p>Además de las Ampliaciones Regionales Planificadas, la CRIE puede autorizar una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial, ya sea se derive del SPGTR o de una propuesta de un iniciador.</p>			
2	<b>EOR</b>	<p>Iniciador es un término genérico que define a un desarrollador de cualquier Ampliación de transmisión (Planificadas, a riesgo, nacional, regional,</p>	<p>No limitar el término a lo definido: Al eliminar “(Ampliación a Riesgo)”, el término “iniciador” es más amplio y no debe quedar limitado al contenido en la definición, ya que también un interesado que desarrolle una</p>	<p>Iniciador Persona natural o jurídica que realiza una Ampliación de Transmisión en el Sistema Eléctrico Regional.</p>	<p>Al respecto, se considera que la definición de iniciador contenida en la propuesta sometida a CP-02-2022, se ha concebido como el interesado en realizar una ampliación con beneficio regional parcial, por lo que no debe entenderse como un término genérico; en este sentido, no se acoge el ajuste propuesto.</p>

		regional con beneficio parcial)	Ampliación planificada, por ejemplo, es un iniciador.		
3	<b>ICE, DIVISIÓN TRANSMISIÓN</b>		3. Referente al término “iniciador” definido como un interesado que presenta a la CRIE una solicitud de ampliación a Riesgo o una ampliación Regional con beneficio Regional parcial, es importante indicar que ésta debe ser analizada en el contexto de la organización ICE y su participación en el MER y el SEN, considerando la estructura y rol que tiene el ICE Sector Electricidad y el OS/OM.		Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota.

### SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EOR</b>	El SPGTR: a) No consiste solamente en procedimientos, b) Su producto no es solamente la identificación de Ampliaciones de	En la definición (no el título) debe ser conforme a norma: a) literal e) del Artículo 28 del Tratado Marco., b) Ver numeral 10.2.3. de la propuesta del EOR. c) Para identificar Ampliaciones arriba de la COIIM, y no	Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR)  Son los procedimientos, metodologías y recursos que se utilizan para formular el plan de expansión indicativo de la	Al respecto, se le indica al participante que se acoge parcialmente el ajuste de propuesta, considerando que el SPGTR tiene como objetivo, entre otros, identificar ampliaciones de transmisión regional y nacional; en virtud de lo anterior, el ajuste de la propuesta

		transmisión para la COIIM.	solamente las Ampliaciones para la COIIM, ver literal b) numeral 10.4.1 de la propuesta del EOR.	generación y la transmisión regional.	normativa se leerá de la siguiente manera:  <i><b>Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</b></i> <i>Es el conjunto de procedimientos, metodologías y recursos, que conducen a la identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i>
2	<b>INE, ENATREL, MEM</b>	El Tratado Marco solo se refiere a la Planificación de la Transmisión y a la Generación como indicativa	Tratado Marco, Artículo 28, inciso e. Conforme a los artículos: art. 30 incisos a), c), y d) de la Ley 290, art. 8 (definición del MEM) y 15 de la Ley 272 LIE; corresponde al MEM la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector, con sanción del Presidente de la República.  Conforme el artículo 5 numeral 6 de la Ley 583, corresponde a ENATREL, elaborar el Plan de Expansión de la Transmisión.	Sistema de Planificación de la Transmisión Regional Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regional y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.	Al respecto, de lo planteado por los participantes, se le indica que en efecto según lo establecido en el inciso e. del artículo 28 del Tratado Marco, el plan de expansión de la generación y de la transmisión regional es de carácter indicativo, siendo competencia de cada país la elaboración de los planes nacionales. En ese sentido, la propuesta sometida a la CP-02-2022, versa sobre la planificación con fines regionales.  Por otra parte, no se identificó una propuesta de modificación concreta relacionada con las razones de hecho y derecho señaladas; en virtud de lo cual, no se acoge el comentario propuesto por los participantes.

3	<b>ICE, DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b>	<p><b>Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</b> Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regionales y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM. de la RTR y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional</p> <p>El SPGTR: a) No consiste solamente en procedimientos, b) Su producto no es solamente la identificación de Ampliaciones de transmisión para la COIIM.</p>	<p>La definición debe ser conforme a norma: a) Conforme al Literal e) del Artículo 28 del Tratado Marco.</p>	<p>Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR): Son los procedimientos, metodologías y recursos que se utilizan para formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional.</p>	<p>Al respecto, se le indica al participante que se acoge parcialmente el ajuste de propuesta, considerando que el SPGTR tiene como objetivo, entre otros, identificar ampliaciones de transmisión regional y nacional; en virtud de lo anterior, el ajuste de la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i> <i>Es el conjunto de procedimientos, metodologías y recursos, que conducen a la identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i></p>
---	---	--	--	---	---

**LIBRO I**

**LITERALES D), E), F) DEL NUMERAL 1.5.2.3 DEL LIBRO I**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b>                      La inclusión en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional sería en tiempo pasado al momento de la autorización</p>	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b>                      Velar por la transparencia del MER: Artículo 22, literal b), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b>                      (...) <u>Debe decir:</u>                      “1.5.2.3 En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de: .... d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes de la RTR, según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que <del>sean</del> fueron incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional Planificada,</p>	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b>                      Al respecto se le informa al participante que derivado de los comentarios recibidos y debido a que el numeral 1.5.2.3 del Libro I tiene como objeto establecer las facultades de la CRIE se reformula el literal d) el cual se leerá de la siguiente manera:    <i>“d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas;”</i></p>

		<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> La inclusión en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional sería en tiempo pasado al momento de la autorización.</p>	<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> Velar por la transparencia del MER: Artículo 22, literal b), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p>será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación;”</p> <p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> <u>(...) Debe decir:</u> “1.5.2.3 En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de: .... e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que <del>sean</del> fueron incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país donde se ubique dicha ampliación;”</p>	<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> Al respecto se le informa al participante que derivado de los comentarios recibidos y debido a que el numeral 1.5.2.3 del Libro I tiene como objeto establecer las facultades de la CRIE se reformula el literal e) el cual se leerá de la siguiente manera:  “e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;”</p>
--	--	--	--	--	--

		<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>Como se observó anteriormente, las propuestas de Iniciadores deben aprobarse como Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional. Recordar que la CRIE solo puede aprobar ampliaciones de transmisión regional que cumplan los criterios técnicos y económicos del SPTR. La redacción anterior denotaba que se aprobaba una “Ampliación de Riesgo” con la única condición de pertenencia futura a la RTR. Lo cual es incorrecto</p>	<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>La CRIE solo puede aprobar ampliaciones de transmisión regionales de acuerdo a las facultades que le otorga el Tratado Marco.</p>	<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>(...) <u>Debe decir:</u>  “1.5.2.3 En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la CRIE es responsable de: .... f) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional <del>Ampliaciones a Riesgo</del>, que, si bien son propuestas por un Iniciador, son <del>identificadas</del> verificadas por el EOR que en el futuro <del>formarán parte de la RTR</del> cumplen con los criterios técnicos y económicos del SPGTR como Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial. Una vez autorizada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la dicha <del>Ampliación a Riesgo</del> será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los países donde se ubique la ampliación;”</p>	<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>En cuanto a lo manifestado por el participante respecto al literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I de la propuesta normativa, se identifica que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>” se integran a lo que debe entenderse como “<i>Ampliación con Beneficio Regional Parcial</i>”; en razón de lo anterior, se elimina el literal f) de la propuesta sometida a consulta pública.</p>
2	EOR	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p>	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>Se adiciona la denominación de “Plan de expansión</p>	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas</p>	<p><b>Literal d) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p>

		<p>Cuidar las referencias de otros numerales del RMER considerando los cambios que pueden derivarse de la Consulta Pública.</p>	<p>indicativo de la generación y la transmisión regional”, conforme el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco. Se traslada al numeral 11.2.11, Libro III, la verificación de los estudios, por parte de la CRIE, para mejor ordenamiento de la regulación.</p>	<p><del>individualmente</del> individual o como grupos de Ampliaciones regionales interdependientes de la RTR, según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que sean incluidas en la recomendación del Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, establecido en el capítulo 10 del Libro III del RMER—Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada <del>aprobada</del> la Ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional Planificada, será otorgada de acuerdo con la regulación nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación.</p>	<p>Al respecto se le informa al participante que derivado de los comentarios recibidos y debido a que el numeral 1.5.2.3 del Libro I tiene como objeto establecer las facultades de la CRIE se reformula el literal d) el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>“d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas;”</i></p>
		<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I</b> Cuidar las referencias de otros numerales del RMER considerando los cambios que</p>	<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> Se adiciona la denominación de “Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional”,</p>	<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, <del>individualmente</del></p>	<p><b>Literal e) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> Al respecto se le informa al participante que derivado de los comentarios recibidos y debido a que el numeral 1.5.2.3 del Libro I tiene como objeto</p>



		<p>pueden derivarse de la Consulta Pública</p>	<p>conforme el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco. Se traslada al numeral 11.2.11, Libro III, la verificación de los estudios, por parte de la CRIE, para mejor ordenamiento de la regulación.</p>	<p>individual o como grupos de Ampliaciones <del>regionales</del> interdependientes de la RTR, <del>según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que sean</del> incluidas en la recomendación del Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, establecido en el capítulo 10 del Libro III del RMER <del>Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada</del> <del>aprobada</del> la Ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional Planificada, será otorgada de acuerdo con la regulación nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación.</p>	<p>establecer las facultades de la CRIE se reformula el literal e) el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>“e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;”</i></p>
		<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p>	<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> La CRIE lo que autoriza son Ampliaciones a las que se les asignará un IAR conforme al Capítulo 9 del Libro III del RMER (en consecuencia,</p>	<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> f) Autorizar las Ampliaciones a Riesgo propuestas por un Iniciador, cuando este solicite a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional y que el EOR determine</p>	<p><b>Literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b> En cuanto a lo manifestado por el participante respecto al literal f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I de la propuesta normativa, se identifica que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que</p>

			<p>formarán parte de la RTR). Si un iniciador no está interesado no solicita IAR y construirá una ampliación a su propio riesgo, solo corresponderá a la CRIE aprobar la conexión a la RTR conforme al Capítulo 4 del Libro III del RMER. De igual manera a lo establecido en el Capítulo 4 del libro III del RMER, debería considerarse que previo a la solicitud de IAR, la ampliación cuente con la debida autorización nacional, y no al revés, ya que pudiera darse el caso que la CRIE apruebe un IAR y la ampliación no cumpla requisitos nacionales o no sea autorizada a nivel nacional.</p> <p><b>Literal G) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>Se propone adicionar el literal g) al numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER para cumplir con la misión establecida en el artículo, 18 y 2 del Tratado Marco. El literal g) propuesto es conforme a la metodología</p>	<p>que la Ampliación permitirá incrementar la capacidad operativa de transmisión regional e incrementar el beneficio social regional conforme a lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER. Previo a la solicitud del iniciador ante la CRIE, la Ampliación debe estar autorizada de acuerdo con la regulación nacional del país o los países donde se ubique la Ampliación.</p> <p><b>Literal G) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>g) Aprobar las Ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener la COIIM identificadas como Ampliaciones de transmisión nacional, identificadas conforme el numeral 10.6.5.2, del Libro III, y recomendadas en el Informe del</p>	<p>originalmente se denominaban en la propuesta como “Ampliación a Riesgo” se integran a lo que debe entenderse como “Ampliación con Beneficio Regional Parcial”, en razón de lo anterior, se elimina el literal f) de la propuesta sometida a consulta pública.</p> <p><b>Literal G) del numeral 1.5.2.3 del Libro I:</b></p> <p>Se aclara al participante que las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones identificadas como necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, en un escenario con transferencias entre países, sin disminuir la capacidad de</p>
--	--	--	---	---	---

			para identificación de las Ampliaciones para la COIIM, propuesta del EOR en el numeral 10.6.5.2	Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión regional. La CRIE en coordinación con los reguladores nacionales, realizará las gestiones para la ejecución de las Ampliaciones de transmisión de nacional necesarias para alcanzar y mantener la COIIM.	transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE que no fueron identificadas en los Planes Nacionales de Transmisión. En ese sentido, se trata de redes de transmisión nacional cuyo desarrollo son competencia de las autoridades nacionales correspondientes; conforme lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco. En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada.
3	EPR	<p>Precisión del concepto Es mejor dejar amplias las referencias considerando que a lo largo del capítulo 10 pueden encontrarse condiciones a cumplir, así como el hecho que pueden haber futuras resoluciones de CRIE que son parte de la regulación regional y que el EOR debe cumplir en la elaboración de los estudios.</p> <p>La participación del EOR o la CRIE puede ser importante para la consecución de la concesión, permiso, autorización o licencia de transmisión etc.,</p>		<p>d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes de la RTR, según lo establecido en el capítulo 10 del Libro III y que sean incluidas en el Plan de Expansión de Indicativo de la Generación y Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en la regulación regional. Una vez autorizada la ampliación o grupo de ampliaciones, la CRIE definirá y aprobará el Ingreso Autorizado Regional correspondiente. Adicionalmente, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional Planificada, individualmente o como grupo,</p>	<p>En cuanto a incluir en el numeral comentado que la CRIE definirá y aprobará el IAR, se indica al participante que, siendo el numeral sometido a consulta pública un numeral que de manera general se refiere a las facultades de la CRIE no se considera adecuado dicho detalle, lo correspondiente al tema se encuentra regulado en el Libro III del RMER. En cuanto a que la CRIE y el EOR coadyuven a la obtención de las concesión, permiso o autorización correspondiente, la CRIE no tiene competencias relacionadas con autorizaciones, permisos o autorizaciones que deben ser otorgados a nivel nacional, razón por la cual no se considera procedente lo propuesto.</p> <p>Asimismo, se le informa al participante que derivado de comentarios recibidos y debido a que el numeral 1.5.2.3 del Libro I tiene como objeto establecer las</p>

		<p>mediante gestión ante la autoridad competente, así como la entrega de información u otro requisito que la autoridad estime necesario.</p>		<p>será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación, para lo cual la CRIE y el EOR coadyuvaran con el Agente Transmisor en la consecución de la respectiva concesión, permiso o autorización.</p> <p>e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, según lo establecido en el capítulo 10 del Libro III y que sean incluidas en el Plan de Expansión de Indicativo de la Generación y Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en la regulación regional. Una vez autorizada la ampliación, la CRIE definirá y aprobará el Ingreso Autorizado Regional correspondiente a la porción regional. Adicionalmente, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país donde se ubique dicha ampliación, para lo cual la CRIE</p>	<p>facultades de la CRIE se reformulan los literales d) y e) los cuales se leerán de la siguiente manera:</p> <p><i>"d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas;"</i></p> <p><i>"e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;"</i></p>
--	--	--	--	--	---

				y el EOR coadyuvaran con el Agente Transmisor en la consecución de la respectiva concesión, permiso o autorización.;	
				f) ...	
4	<b>AGER</b>	En Guatemala la definición del sistema de transmisión principal como regional es potestad del regulador, definiéndole de esta manera su Costo Anual de Transmisión	El RMER toma control de la Red de Transmisión Nacional en pro del beneficio regional, volviéndola en parte de la RTR	Ampliación del ámbito de aplicación de la normativa regional en la autorización de ampliaciones de la transmisión que puede provocar costos adicionales, dado que también puede implicar nodos de las redes nacional.	El participante omiten indicar el fundamento normativo de sus aseveraciones, no obstante, se indica que de conformidad con el artículo 12 del Tratado Marco, el cual fue suscrito por Guatemala, los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional. Asimismo, de conformidad con el numeral 9.4.2, del Libro III del RMER, la CRIE y el regulador de cada país velaran que se respete el principio que no se debe duplicar la remuneración de los Agentes Transmisores. Si una instalación de transmisión es remunerada en un monto mayor a la suma de su Ingreso Autorizado Nacional e Ingreso Autorizado Regional, entonces ese ingreso extra debe ser disminuido en las próximas autorizaciones de Ingresos Autorizados. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado.

5	<b>INE, ENATREL, MEM</b>	<p>Las modificaciones planteadas al numeral 1.5.2.3, pasan de autorizar las ampliaciones de transmisión de la RTR a la autorización de ampliaciones a la transmisión y generación regional y nacional. No es facultad de la CRIE autorizar las ampliaciones regionales de generación.</p>	<p>Conforme el art. 102 de la Cn (Constitución Política de Nicaragua): “Los recursos naturales son patrimonio nacional, pudieron el Estado celebrar contratos de explotación racional, cuando el interés nacional lo requiera. También el art. 100 establece que el Estado garantiza las inversiones nacionales y extranjeras, a fin de que contribuyan al desarrollo económico-social del país, sin detrimento de la soberanía nacional.</p> <p>De acuerdo al art. 30 incisos a), c), y d) de la Ley 290, art. 8 y 15 de la Ley 272 LIE; corresponde al MEM la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector, con sanción del Presidente de la República.</p> <p>Conforme el artículo 5 numeral 6 de la Ley 583, corresponde a ENATREL, elaborar el Plan de Expansión de la Transmisión.</p>	<p>Aprobar las Ampliaciones Planificadas de la RTR a propuesta del EOR, que surjan del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Planificada será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique dicha ampliación;</p> <p>e) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo que incluyan instalaciones en más de un País Miembro. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación;</p> <p>f) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo, que, si bien son propuestas por un Iniciador de un País Miembro, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la</p>	<p>Aunque los participantes omiten indicar el artículo del Tratado Marco en el que sustenta su observación, se le aclara que los literales observados se refieren a la aprobación de ampliaciones de transmisión regional, lo cual se fundamenta en el artículo 12 del Tratado Marco, que establece que los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional. En virtud de lo cual no se acoge la propuesta.</p>
---	--------------------------	---	--	--	--

				Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación.	
6	<b>ICE- DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b>	<p><b>17. Modificar los literales d), e) y f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER, para que se lean de la siguiente forma:</b></p> <p><b>d)</b> Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas individuales o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes de la RTR, según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que sean incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada la ampliación, la</p>	<p>En la Resolución CRIE-09-2022, se propone modificar los literales d), e), f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I; haciendo referencia según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 y 10.3.4.4 del Libro III.</p> <p>Sin embargo, ni la propuesta (Resolución CRIE-09-2022) ni la última versión del RMER vigente (versión actualizada al 17 de junio de 2020) hacen mención a que se refiere este numeral, por lo que no hay contra qué hacer la comparación.</p>	<p>En este apartado se solicita que la CRIE verifique lo que están proponiendo modificar, dado que no se tiene toda la información para que los actores puedan opinar al respecto y comparar.</p>	<p>Se le aclara al participante que los numerales 10.3.4.6 y 10.3.4.4 a los que se hizo referencia en las modificaciones propuestas al numeral 1.5.2.3 del Libro I, son los numerales así identificados en la misma propuesta normativa anexa a la resolución CRIE-09-2022 y que se refieren a la forma de agrupar ampliaciones y la forma de desarrollar los informes de planificación regional.</p>

		<p>correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional Planificada, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación;</p> <p>e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que sean incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o</p>			
--	--	--	--	--	--



		autorización de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país donde se ubique dicha ampliación;			
--	--	---	--	--	--

### LIBRO III

#### NUMERAL 2.1.1 DEL LIBRO III

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	UT	Se solicita a CRIE, valiéndose del esfuerzo realizado en los cambios de esta consulta al RMER, establecer una fecha para la actualización que deben realizar los OS/OM a la base de datos que se utilizará para la elaboración del informe, buscando capturar cualquier actualización a los	2.2.2. Libro III. "La identificación de la RTR se <b>realizará en noviembre de cada año</b> y para ello se analizará un horizonte que abarca los cinco (5) años siguientes. Para cada uno de los cinco (5) años del horizonte se realizaran los análisis de los cinco (5) pasos del Método de Identificación de la RTR." Con base en lo anterior, se solicita la definición de		Se indica al participante que, el numeral 2.2.2. del Libro III del RMER no fue sujeto de consulta pública, razón por la cual no es procedente atender la propuesta presentada.

	proyectos del plan de expansión o parámetros técnicos de los elementos de los sistemas de los países miembros; esto debido a que el numeral 2.2.2 del libro III solo indica de manera general que el proceso se realiza en noviembre de cada año, pudiendo dejar a los OS/OM sin espacio para la revisión y actualización de la información técnica de la base de datos.	tiempos adecuados para la revisión y actualización de información técnica de la base de datos.		
--	--	--	--	--

**NUMERAL 1.5.3.2 DEL LIBRO I**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	El acrónimo debe ser corregido a SPGTR. La restricción debe ser eliminada ya que los Agentes Transmisores, al ser especializados en el tema, pueden proponer Ampliaciones	El EOR tiene la facultad de formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, y para ello debe considerar todas las propuestas sin discriminación alguna.	Debe decir:  "1.5.3.2 En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el EOR es responsable de:... i) Dirigir y coordinar la operación técnica del SER:... ix. Considerar en el SPGTR las propuestas de	En cuanto a lo planteado en referencia al acrónimo SPGTR, se le aclara que la propuesta normativa indica lo siguiente: <i>“Modificar el RMER con el objeto de que en donde se indica el acrónimo `SPTR` se sustituya por el acrónimo `SPGTR`”</i> .

		de Transmisión Regional al EOR para que sean consideradas en la Planificación de la Generación y Transmisión Regional. De no eliminarse la restricción, la EPR ni ningún agente de transmisión pueden hacer propuestas de adecuación a la RTR. Esto carece de sentido y en la práctica ha sucedido muchas veces que los Agentes Transmisores presentan propuestas.		adecuaciones de la RTR presentadas por los Agentes <del>que no prestan el servicio de transmisión.</del> ”	Por otra parte, debe indicarse que el numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER no está sujeto a consulta pública por lo que no es procedente conocer la modificación propuesta.
--	--	--	--	--	---

### NUMERAL 2.1.2 DEL LIBRO III

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Es necesario que las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial formen parte de la RTR para poderlas remunerar adecuadamente. De otra forma no se puede	Ver Artículo 14 del Tratado Marco: “...Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario	<u>Debe decir:</u>  2.1.2 La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las Ampliaciones Regionales Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial	No se acoge la propuesta presentada por el participante, toda vez que las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial formarán parte de la RTR, desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización, posterior a dicho período formarán parte de dicha red únicamente en aquellos casos que

		calcular el CVT que le corresponde.	cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final. SP-6...”	incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral.	resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el numeral 2.1.3 del Libro III y que resulten de la aplicación de la Metodología para la Identificación de la RTR.
2	<b>EOR, ICE-DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b>		Conforme a lo establecido en el Art. 4 y 12, del Segundo Protocolo del Tratado Marco la RTR, deben incluirse las ampliaciones que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER, y eso incluye las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM, cuando estén construidas.	2.1.2 La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los países miembros, las Ampliaciones de transmisión Regionales Planificadas incluyendo las instalaciones de la Línea SIEPAC, las Ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener la COIIM que hayan sido autorizadas o aprobadas por la CRIE, una vez puestas en servicio, y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral.	No se acoge la propuesta presentada por los participantes, toda vez que las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM formarán parte de la RTR únicamente en aquellos casos que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el numeral 2.1.3 del Libro III y que resulten de la aplicación de la Metodología para la Identificación de la RTR.
3	<b>AGER</b>	En cada país del MER es necesario que se definan las líneas de transmisión que servirán para vincular a los países del MER para sus respectivas transacciones	Se hace necesario regular dentro del RMER las líneas de transmisión mínimas que servirán para vincular a cada uno de los países del MER con el objetivo de realizar transacciones comerciales	Es positivo cambio, ya que agregaría algunos elementos ambiguos que hoy pueden estar originando cuellos de botella en la capacidad de transmisión al dejar fuera de las ampliaciones regionales elementos que están ligados al SIEPAC.	Se toma nota de lo indicado por el participante.

4	CNEE	<p>Se reitera la Observación General no. 4</p> <p>(...) la CRIE debe verificar que no se tergiverse o amplíe lo resuelto en el resuelve PRIMERO de la resolución CRIE-34-2017, por lo dispuesto en el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central que literalmente indica:</p> <p><i>“Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional. Los sistemas interconectados nacionales de la región, que juntamente con las líneas de interconexiones</i></p>			<p>Se indica al participante que respecto al numeral sometido a consulta pública únicamente se propuso remozar el nombre que se da a las ampliaciones que derivan del SPGTR, mismas que junto con la Línea SIEPAC son las instalaciones que como mínimo deben conformar la RTR. La metodología para la determinación de la Línea SIEPAC no está sujeta a consulta pública. En razón de lo anterior, se toma nota del comentario presentado por el participante.</p>
---	------	---	--	--	---

		<i>existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, integran la red de transmisión regional.”</i>			
5	EPR	Se considera conveniente ampliar las instalaciones que se consideran como parte de la RTR		2.1.2 La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las Ampliaciones Regionales Planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional, y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral.	No se acoge la propuesta presentada por el participante, toda vez que las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial formarán parte de la RTR, desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización, posterior a dicho período formarán parte de dicha red únicamente en aquellos casos que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el numeral 2.1.3 del Libro III y que resulten de la aplicación de la Metodología para la Identificación de la RTR.
<b>LITERAL A) NUMERAL 2.2.1 DEL LIBRO III</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE

1	CDMER	<p>Como se explicó más arriba, las denominadas Ampliaciones a Riesgo (Regional) son Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y por ello es <b>redundante</b> tratar de crear otra categoría de ampliaciones. Una Ampliación a Riesgo Regional significa que el Regulador Regional no garantiza el Ingreso Autorizado Nacional suficiente para la remuneración económica completa de dicha Ampliación. Este es el caso de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial. Por ello toda Ampliación a Riesgo Regional es una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial</p>	<p>Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales, de las Ampliaciones Regionales Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC, y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial <del>y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional;</del></p>	<p>En cuanto a lo manifestado por el participante se indica que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>” se integran a lo que debe entenderse como “<i>Ampliación con Beneficio Regional Parcial</i>”. Por otra parte, derivado de los comentarios presentados se ha identificado que las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial formarán parte de la RTR, desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización y posterior a dicho período forman parte de dicha red únicamente en aquellos casos que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el numeral 2.1.3 del Libro III y que resulten de la aplicación de la Metodología para la Identificación de la RTR. En razón de lo cual el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro III se leerá así:</p> <p><i>“a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales, de las Ampliaciones Regionales Planificadas, incluyendo la Línea SIEPAC;”</i></p>
---	-------	--	--	--	--

2	<b>EOR, ICE- DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b>		Conforme a lo establecido en el Art. 4 Y 12 del Segundo Protocolo del Tratado Marco la RTR, incluye las ampliaciones que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER, y eso incluye las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM, cuando estén construidas. Estas no requieren evaluación económica.	a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales, de las Ampliaciones Regionales Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC, las Ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener la COIIM que hayan sido autorizadas o aprobadas por la CRIE, una vez puestas en servicio <del>cuando ésta entre en servicio</del> las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional;	No se acoge la propuesta presentada por los participantes, toda vez que las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM formarán parte de la RTR únicamente en aquellos casos que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el numeral 2.1.3 del Libro III y que resulten de la aplicación de la Metodología para la Identificación de la RTR.
3	<b>AGER</b>	Literal a) Siendo el EOR el responsable de la definición de la RTR, el realizar esta actividad lo puede realizar con los recursos internos que el considere adecuados para cumplir con esta tarea	Literal a) Eliminar el Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) dará una mayor flexibilidad al EOR en designar que área de la institución será la responsable de definir la RTR	Mismo comentario del punto 4.	El RMER establece los lineamientos para la definición de la RTR, mismos que son aplicados por el EOR, quien en ejercicio de su especialidad técnica, designará los recursos internos que considere adecuados. Siendo que no se presenta una propuesta concreta, se toma nota del comentario presentado por el participante.
4	<b>CNEE</b>	Se reitera la Observación General no. 4 (...) la CRIE debe verificar que no se tergiverse o amplíe lo resuelto en el resuelve			Se indica al participante que respecto al numeral sometido a consulta pública únicamente se propuso remozar el nombre que se da a las ampliaciones que derivan del SPGTR, mismas que junto con la Línea SIEPAC son las instalaciones que como mínimo deben conformar la RTR. La metodología para



		<p>PRIMERO de la resolución CRIE-34-2017, por lo dispuesto en el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central que literalmente indica:</p> <p><i>“Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional. Los sistemas interconectados nacionales de la región, que juntamente con las líneas de interconexiones existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico</i></p>		<p>la determinación de la Línea SIEPAC no está sujeta a consulta pública.</p> <p>Por otra parte, siendo que no se presenta una propuesta concreta, se toma nota del comentario presentado por el participante.</p>
--	--	---	--	--

		<i>Regional, integran la red de transmisión regional.”</i>			
5	<b>EOR</b>		Derogar el numeral 2.2.1 del libro III, la regulación regional ya determinó la metodología y ha perdido aplicabilidad.	<del>2.2.1 Hasta tanto la CRIE determine la metodología de cálculo del excedente del consumidor, de la que trata el Numeral 10.4.1 del Libro III del RMER, la función objetivo de la planificación regional será minimizar el valor presente de los costos de abastecimiento que permiten atender la demanda proyectada</del>	Se le aclara al participante que el numeral 2.2.1 del Libro III del RMER no coincide con la norma citada, toda vez que éste se refiere al método de identificación de las instalaciones de la RTR. No obstante, se observa que el numeral citado corresponde al Libro V del RMER, mismo que no fue sometido a consulta pública. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.

### NUMERAL 2.2.4 DEL LIBRO III DEL RMER

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>INDE (ECOE, ETCEE, EGEE)</b>	<b>Numeral 21, Anexo 1, resolución CRIE-09-2022.</b> Se considera que al modificar el término " <i>Beneficio Regional Parcial</i> ", se debe evaluar si se debe modificar en los	Tratado Marco del mercado Eléctrico de América Central Artículo 2 literal f. "Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y	Evaluar si se debe modificar en los numerales en los cuales aplique, tales como los numeral 9.2.4 y 9.2.6 del Libro III del RMER, los cuales no forman parte de la presente Consulta Pública	Se le indica al participante que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, no consideró modificaciones a los numerales 9.2.4 y 9.2.6 del Libro III del RMER; sin embargo, se identifica necesario modificar los mismos con el objeto de homologar la denominación que se da a los tipos de ampliaciones que se derivan

		numerales en los cuales aplique, tales como los numerales 9.2.4 y 9.2.6 del Libro III del RMER, los cuales no forman parte de la presente Consulta Pública.	las relaciones entre los agentes participantes..."		del SPGTR, razón por la cual se toma nota y se modificarán siguiendo para el efecto el procedimiento correspondiente.
2	<b>CDMER</b>	Como se explicó más arriba, las denominadas Ampliaciones a Riesgo (Regional) son Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y por ello es redundante tratar de crear otra categoría de ampliaciones. Se debe establecer que es como mínimo su pertenencia a la RTR durante el periodo señalado, porque luego podrán pertenecer o no de acuerdo al procedimiento respectivo.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u> Las Ampliaciones Regionales Planificadas, y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y <del>las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional</del> , como mínimo serán parte de la RTR desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.	Se atiende el comentario presentado por el participante, en razón de lo cual el numeral 2.2.4 del Libro III leerá de la siguiente forma:  <i>2.2.4 Las Ampliaciones Regionales Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán parte de la RTR por lo menos desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.</i>

3	<p><b>EOR, ICE-DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b></p>	<p>Mejorar la comprensión del texto</p>	<p>Conforme a lo establecido en el Art. 4 Y 12 del Segundo Protocolo del Tratado Marco la RTR, incluye las ampliaciones que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER, y eso incluye las ampliaciones para alcanzar y mantener la COIIM. La redacción es limitativa, se deben incluir todas las Ampliaciones de transmisión. Adicionalmente, se debe indicar que conforme el capítulo 2 del libro III, dichas ampliaciones podrían seguir perteneciendo a la RTR, posterior a su amortización.</p>	<p>2.2.4 Las Ampliaciones Regionales Planificadas, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, las Ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener la COIIM que hayan sido autorizadas o aprobadas por la CRIE, una vez puestas en servicio y las Ampliaciones Expansiones a Riesgo a las que se le haya concedido un Ingreso Autorizado Regional, serán parte de la RTR desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización. Posterior al periodo de amortización, la pertenencia a la RTR estará en función del procedimiento para definir la RTR, establecido en el capítulo 2 del Libro III del RMER.</p>	<p>Se acoge parcialmente la propuesta presentada por el participante. Por otra parte, incluir la frase “<i>Posterior al periodo de amortización, la pertenencia a la RTR estará en función del procedimiento para definir la RTR, establecido en el capítulo 2 del Libro III del RMER.</i>”, no se considera adecuado toda vez que se han ajustado los numerales 2.2.1 literal a) y 2.2.4 de la propuesta normativa, por lo que incluirlo nuevamente en este numeral haría la norma redundante. En razón de lo cual, el numeral 2.2.4 del Libro III se leerá de la siguiente forma:</p> <p><i>2.2.4 Las Ampliaciones Regionales Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán parte de la RTR por lo menos desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.</i></p>
---	--	---	--	--	---

4	<b>EPR</b>		La pertenencia de un elemento de transmisión a la RTR esta definida en el RMER atendiendo aspectos meramente técnicos, razón por la cual no puede sujetarse a finalización del periodo de amortización. En todo caso será hasta el fin de su vida útil o el retiro de los activos.	2.2.4 Las Ampliaciones Regionales Planificadas, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se le haya concedido un Ingreso Autorizado Regional, serán parte de la RTR a partir de su puesta en servicio.	Se acoge el fondo del comentario presentado por el participante, así mismo en virtud de comentarios presentados sobre el mismo tema por otros participantes se ajusta la propuesta normativa, por lo que el numeral 2.2.4 se leerá de la siguiente forma:  <i>2.2.4 Las Ampliaciones Regionales Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán parte de la RTR por lo menos desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.</i>
5	<b>AGER</b>	Siendo el EOR el responsable de la definición de la RTR, el realizar esta actividad lo puede realizar con los recursos internos que el considere adecuados para cumplir con esta tarea	Eliminar el Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) dará una mayor flexibilidad al EOR en designar que área de la institución será la responsable de definir la RTR	Mismo comentario del punto 4	Se toma nota del comentario presentado por el participante.

**CAPITULO 10 DEL LIBRO III DEL RMER**

**NUMERAL 10 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	AGER	Actualmente existen muchas limitaciones en la capacidad total operativa de la línea SIEPAC, lo que impide realizar transacciones comerciales entre los países del MER derivado de la saturación que existe en la línea derivado del congestionamiento que los países han realizado a línea de transmisión	Es necesario que el EOR pueda planificar de una mejor manera la planificación de la red de transmisión regional, identificando aquellas líneas de transmisión nacional que no cumplan con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño; al mismo tiempo de identificar las acciones necesarias para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Mínima en las transacciones	Positivo en el tema, se reduce el diagnóstico de mediano plazo, se amplía el ámbito de evaluación, se observa positivo en el sentido de que los flujos regionales no se vean afectados por modificaciones internas entre sistemas.	Se toma nota del comentario realizado por el participante, respecto a la propuesta de mejora normativa socializada a través de la consulta pública CP-02-2022.
2	INE, ENATREL, MEM	El Tratado Marco solo se refiere a la Planificación de la Transmisión y a la Generación como indicativa	Tratado Marco, Artículo 28, inciso e. Conforme a los artículos: art. 30 incisos a), c), y d) de la Ley 290, art. 8 (definición del MEM) y 15 de la Ley 272 LIE; corresponde al MEM la planificación indicativa y estrategia de desarrollo del sector, con sanción del Presidente de la República.  Conforme el artículo 5 numeral 6 de la Ley 583, corresponde a ENATREL,	Sistema de Planificación de la Generación Indicativa y la Transmisión Regional (SPGITR)	Al respecto, se le aclara a los participantes, que de conformidad con el literal e. del artículo 28 del Tratado Marco, el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y de la Transmisión Regional es de carácter indicativo; sin embargo, debe observarse que el numeral 10 del Libro III hace referencia al Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR). En ese sentido, siendo que el sistema en sí no es indicativo, no se hace necesario que la denominación de dicho sistema incorpore la palabra "indicativo".

			elaborar el Plan de Expansión de la Transmisión.		En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por los participantes
3	<b>AES PANAMÁ, SRL</b>	Consulta acerca de objetivos de planes de expansión.	El informe diagnóstico del EOR asociado a esta consulta pública menciona un límite mínimo de 300 MW que actualmente varios países de la región no están cumpliendo	Clarificar si el nuevo plan de expansión estará orientado a que todos los países del MER cuenten con una capacidad operativa de intercambios mínima de 300 MW.	La propuesta de mejora normativa socializada a través de la CP-02-2022 tiene como objetivo, entre otros, regular lo correspondiente a la identificación de las ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM, capacidad actualmente fijada en 300 MW según resolución CRIE-P-20-2014, así como identificar las ampliaciones de transmisión regionales para superar dicha capacidad. Finalmente, no debe perderse de vista que el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, es de carácter indicativo.

**NUMERAL 10.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EOR</b>	Se recomienda la redacción propuesta para mejorar la organización de aspectos dispersos contenidos en la propuesta de reforma del Cap. 10 del RMER	Estos son aspectos generales que aplican para todo el SPGTR, que están considerados en los numerales 10.5.1, 10.9, 10.9.1 y 10.5.2, del Libro III del RMER, de la propuesta CRIE.	10.1.1. El EOR es responsable del Sistema de planificación de la generación y la transmisión regional y formulará el Plan de Expansión Indicativo de la generación y la transmisión regional. 10.1.2. El EOR para realizar los estudios de la planificación de la	Al respecto, se le aclara al participante, que:  1) Con relación al numeral 10.1.1 propuesto por el participante, no se considera necesario incorporar en el RMER disposiciones normativas ya contenidas en el Tratado Marco, lo

				<p>generación y la transmisión regional, utilizará el modelo computacional establecido en el Anexo G de este Libro. Cuando corresponda, el EOR actualizará las características y capacidades del modelo computacional con aprobación de la CRIE.</p>	<p>propuesto se establece en el literal e. del artículo 28 de dicho Tratado.</p> <p>2) En cuanto al numeral 10.1.2 sugerido por el participante, se le indica que en la propuesta sometida a CP-02-2022, en el numeral 10.5.2 (nuevo numeral 10.1.6) se hace referencia a que el EOR deberá mantener actualizados los modelos indicados en el Anexo G del Libro III del RMER.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera adecuado acoger las propuestas presentadas por el participante.</p>
2	<p><b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY, SECACAO, CHOLOMA</b></p>	<p>El MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros, los cuales se rigen por sus propias normativas, los entes nacionales solo pueden suministrar información técnica en coordinación con los OS/OM, sin interferir en funciones de los entes nacionales.</p>	<p>De conformidad con lo establecido en el RMER (L.I 1.4.1, literal e; y L.II 3.2.1), el MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el segundo párrafo del literal “b)” de la siguiente manera: La Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión debe incluir como dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país, que el EOR solicite <b>a través del OS/OM</b> a la entidad nacional competente encargada de la</p>	<p>Se le aclara a los participantes que de conformidad con el artículo 25 del Tratado Marco, el EOR fue dotado por parte de los Estados que suscribieron el Tratado Marco, de personalidad jurídica propia que le faculta, como a cualquier otra persona jurídica, para que, con sujeción a las normas nacionales pueda solicitar información a las entidades competentes de la planificación de la generación y la transmisión a nivel nacional. Siendo que los OS/OM, en la mayoría de los casos no son los responsables de desarrollar la planificación nacional, se considera conveniente no limitar al EOR a una vía de obtención de la información necesaria para la planificación regional.</p> <p>Por otra parte, se le indica que derivado de otros comentarios y con el objeto de</p>



				planificación de la generación y de la transmisión nacional.	mejorar la propuesta de norma, se recogió lo establecido en este numeral en el apartado 10.3 de la propuesta normativa.
3	<b>AGER</b>	Actualmente existen muchas limitaciones en la capacidad total operativa de la línea SIEPAC, lo que impide realizar transacciones comerciales entre los países del MER derivado de la saturación que existe en la línea derivado del congestionamiento que los países han realizado a línea de transmisión	Es necesario que el EOR pueda planificar de una mejor manera la planificación de la red de transmisión regional, identificando aquellas líneas de transmisión nacional que no cumplan con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño; al mismo tiempo de identificar las acciones necesarias para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Mínima en las transacciones	Positivo, ayuda a reducir los efectos de cuello de botella, se agregan conceptos más objetivos como el COIIM	Se toma nota del comentario realizado por el participante, respecto a la propuesta de mejora normativa socializada a través de la consulta pública CP-02-2022.
4	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	Es importante considerar que la planificación de generación y transmisión de los OS/OMS posiblemente mantendrán diferente horizonte de tiempo, de manera que se deberá establecer mecanismo para valorar el desacople de la información a aportar por cada uno, o en todo caso, la logística y personal que implica a	Sección 1.5.4 del Libro III de RMER que establece que <i>Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM. Los OS/OMS coordinarán la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a: a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la Regulación Regional; b) Suministrar toda la información requerida por la CRIE y el EOR, en el tiempo y formato establecidos, para</i>	<b>Periodo de Transición.</b> Para el cumplimiento del capítulo 10 del RMER reformado en el presente documento los OS/OMS tendrán 1 año para realizar las acciones, procesos y diligencias necesarias para homogenizar sus horizontes de tiempo a los nuevos plazos de diagnóstico en la planificación de generación y transmisión, una vez transcurrido este plazo los OS/OMS darán pleno cumplimiento a lo establecido en la presente reforma del RMER.	Se aclara al participante que la propuesta sometida a consulta pública contempla que el EOR utilizará los planes de expansión vigentes y aprobados por la entidad nacional correspondiente; de acuerdo a lo establecido en el literal d) del artículo 32 del Tratado Marco, los gobiernos de los Estados Parte deberán realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional.  En razón de lo anterior, no se considera adecuado acoger la propuesta presentada por el participante.

		<p>los OS/OMS homogenizar los horizontes de tiempo para dicho diagnóstico. En todo caso, se recomienda incluir periodo de transición para las OS/OMS se adapten a los nuevos plazos de análisis de sus proyecciones.</p>	<p><i>el planeamiento y la operación del SER y la administración de las transacciones comerciales en el MER;</i></p>		
--	--	--	--	--	--

**NUMERAL 10.1.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	<p><b>GENERAL:</b> Se recomienda la redacción propuesta para mejorar el ordenamiento y organización de la normativa para su mejor claridad.</p>		<p><b>GENERAL</b> <b>10.2 Objetivos generales</b> 10.2.1 Los objetivos de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son: a) Desarrollar la planificación de la expansión indicativa de la generación regional. b) Desarrollar la planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional con el objeto de alcanzar y mantener en el mediano y largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima</p>	<p><b>GENERAL</b> Se acoge parcialmente el ajuste propuesto por el participante. Por tanto, se ajusta la propuesta normativa en lo que corresponde, según los análisis realizados a cada uno de los literales.</p>

		<p><b>LITERAL a):</b></p> <p>La redacción contiene aspectos de alcances y procedimentales que requieren separarse en la regulación para mejorar claridad de la norma y simplificarla. En literal a), ii) es impreciso el texto, las redes nacionales no disminuyen la capacidad operativa, forman parte de la RTR y contribuyen a su capacidad, (son los</p>	<p><b>LITERAL a):</b></p> <p>Se propone cambios en el ordenamiento y organización de este numeral para su claridad. La redacción contiene aspectos que son alcances y otros que son procedimentales que requieren separarse en la regulación para mejorar la aplicación y claridad de la norma y simplificarla. Se propone eliminar la referencia que se hace a los Comités Técnicos, la regulación menciona los</p>	<p>(COIIM) que establezca el regulador regional; y con base en criterios de evaluación técnica, económica y de maximización del Beneficio social regional, alcanzar valores superiores a la COIIM cumpliendo con los CCSD. c) Recomendar a la CRIE las Ampliaciones de transmisión que requieren ser ejecutadas a fin de alcanzar y mantener la capacidad operativa indicada en el literal b) anterior. d) Recomendar a la CRIE y al CDMER, cuando corresponda, fijar un nuevo valor de COIIM sustentado en análisis técnicos y económicos.</p> <p><b>LITERAL a):</b></p> <p>a) <del>Diagnóstico de Mediano Plazo: Siendo su propósito: evaluar la situación del SER con un horizonte de los primeros tres (3) años contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades: i) revisar la capacidad de transmisión regional de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda del SER cumpliendo con los CCSD; ii)</del></p>	<p><b>LITERAL a):</b></p> <p>Respecto a lo comentado por el participante, se tiene lo siguiente:</p> <p>a) Que el participante indica “<i>La redacción contiene aspectos que son alcances y otros que son procedimentales que requieren separarse en la regulación para mejorar la aplicación y claridad de la norma y simplificarla</i>”; al respecto, se considera que lleva razón el comentario, por lo que para mejorar la organización y claridad de la norma, el fondo del literal a) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.2.1 denominado “<i>Objetivo</i>” [del diagnóstico de mediano</p>
--	--	--	--	--	--

		<p>flujos u otro tipo de restricciones las que limitan las capacidades) en todo caso lo que hay que identificar son ampliaciones o mejoras que permitan eliminar restricciones en elementos particulares de transmisión. Asimismo, describe alcances y tiene partes confusas. La primera parte habla de ampliaciones para la COIIM y otra parte del texto habla de obras necesarias para satisfacer la demanda nacional con generación nacional, sin disminuir la COIIM. Finalmente, el literal a) establece que el EOR lo informe a los comités técnicos (quizás grupos de trabajo regional que es el término normado); esto es un aspecto procedimental que no puede ser parte del objetivo.</p>	<p>Grupos de trabajo regionales, los cuales no son vinculantes, ni tienen un carácter decisorio en las decisiones que toma el EOR (Artículo 25, del Tratado Marco, numerales 1.5.5. y 1.8.6.1, libro I, RMER), adicionalmente dichos grupos, no tienen una personería legal, el EOR los constituye con una función de apoyo en los procesos que realiza no decisoria ni vinculante. Los alcances propuestos por el regulador en este numeral han sido trasladados al numeral 10.3.1 entre otros, según corresponda con mejoras de redacción y organización, temas de procedimiento a los numerales 10.6.3, en la propuesta EOR. Se propone eliminar el literal a) iii) por tratarse de un diagnóstico con un horizonte de mediano plazo, no corresponde identificar soluciones y recomendar inversiones para resolver los problemas de la red de transmisión en el corto plazo.</p>	<p><del>identificar las redes de transmisión nacional que disminuyen la capacidad de transmisión regional y que no cumplen los CCSD; iii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM a mediano plazo y la necesidad del cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima. Dichas ampliaciones serán informadas por el EOR a los respectivos Comités Técnicos, solicitándoles opinión técnica sobre su ejecución, mejora de la propuesta o una contrapropuesta, para considerarlas en los estudios de planificación regional de largo plazo.</del></p>	<p>plazo], corriendo la numeración del resto del apartado 10.2; asimismo, el fondo del literal b) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.3.1 denominado “Objetivo” [de la planificación de largo plazo], corriendo la numeración del resto del apartado 10.3.</p> <p>b) Que el participante, propone la incorporación de un numeral 10.2 denominado “objetivos generales”, cuyo contenido se acoge parcialmente y se incorpora al numeral 10.1.1 de la propuesta sometida a CP-02-2022.</p> <p>c) Respecto a que "<i>Se propone eliminar la referencia que se hace a los Comités Técnicos, la regulación menciona los Grupos de trabajo regionales, los cuales no son vinculantes</i>", se considera que, aún y cuando el RMER se refiere indistintamente a grupos de trabajos regionales como comités técnicos, no se identifica ningún problema en utilizar en la propuesta normativa el término “<i>grupos de trabajo regionales</i>”, no obstante se elimina la intervención de estos grupos.</p>
--	--	--	---	---	--

		<p><b>LITERAL b):</b> La redacción contiene aspectos de alcances y procedimentales que requieren separarse en la regulación para mejorar claridad de la norma y simplificarla. En el literal b), inciso ii) se mezclan dos objetivos distintos; Alcanzar y mantener la COIIM y las obras necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional. No está considerado que la planificación de largo plazo debe aportar al MER el estudio de escenarios de expansión de la generación, de esto no se dice nada.</p>	<p><b>LITERAL b):</b> Se propone cambios en el ordenamiento y organización de este numeral para su claridad. La redacción contiene aspectos que son alcances y otros que son procedimentales que requieren separarse en la regulación para mejorar la aplicación y claridad de la norma y simplificarla. Los alcances propuestos por el regulador en este numeral han sido trasladados al numeral 10.4.1 entre otros, según corresponda con mejoras de redacción y organización, temas de procedimiento a los numerales 10.6.4, 10.6.5, 10.6.5.1, 10.6.5.2, 10.6.5.3, 10.7, 10.8, de la propuesta EOR.</p>	<p><b>LITERAL b):</b> <del>b) Planificación Regional de Largo Plazo: Siendo su propósito: i) identificar las ampliaciones regionales de transmisión que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, que cumplan con los CCSD a nivel regional y signifiquen el aumento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima; y ii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM necesarias para satisfacer la demanda nacional, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumpliendo con los CCSD.</del></p>	<p><b>LITERAL b):</b> Tomando en consideración, lo siguiente:</p> <p>a) Que el participante indica “<i>La redacción contiene aspectos que son alcances y otros que son procedimentales que requieren separarse en la regulación para mejorar la aplicación y claridad de la norma y simplificarla</i>”; al respecto, se considera que lleva razón el comentario, por lo que para mejorar la organización y claridad de la norma, el fondo del literal a) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.2.1 denominado “<i>Objetivo</i>” [del diagnóstico de mediano plazo], corriendo la numeración del resto de los numerales del apartado 10.2; asimismo, el fondo del literal b) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.3.1 denominado “<i>Objetivo</i>” [de la planificación de largo plazo], corriendo la numeración del resto del apartado 10.3.</p> <p>b) Que el participante, propone la incorporación de un numeral 10.2 denominado “<i>objetivos generales</i>”, cuyo contenido se acoge parcialmente y se incorpora al numeral 10.1.1 de la propuesta sometida a CP-02-2022.</p>
--	--	--	--	---	--

		<p><b>LITERAL c):</b> La evaluación de ampliaciones a Riesgo no debería incluirse como parte del núcleo del proceso, es solo una tarea que debe de considerarse como parte de requerimientos puntuales que puede hacer el regulador al EOR, a solicitud de un iniciador.</p>	<p><b>LITERAL c):</b> Se propone cambios en el ordenamiento y organización de este numeral para su claridad.  Lo propuesto por el regulador en este numeral ha sido trasladado al literal c) del numeral 10.2.3.3, de la propuesta del EOR.</p>	<p><b>LITERAL c):</b> <del>e) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE.</del></p>	<p><b>LITERAL c):</b> Las ampliaciones a las que se refiere este numeral son aquellas que no derivan del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, sino que son propuestas de ampliaciones que se valoran a solicitud de algún interesado. Se considera adecuado hacer la debida referencia a este objetivo del SPGTR con el fin de que exista claridad respecto a qué productos se obtienen de la aplicación del mismo.</p> <p>Por todo lo anterior, se ajusta la propuesta normativa, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.1.1 Objetivos generales. Los objetivos del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) <i>Desarrollar la planificación de la generación regional.</i></li> <li>b) <i>Desarrollar la planificación de la transmisión regional.</i></li> <li>c) <i>Evaluar las propuestas de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial propuestas por Iniciadores; y</i></li> <li>d) <i>Evaluar las solicitudes de Ingreso Autorizado Regional parcial, relacionadas a las propuestas de ampliaciones que no hayan sido identificadas en el Plan de</i></li> </ul>
--	--	--	---	--	---

					<p><i>Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.</i></p> <p><b>10.2.1 Objetivo.</b> <i>El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.</i></p> <p><b>10.3.1 Objetivo.</b> <i>La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.</i></p>
--	--	--	--	--	---

2	EPR	<p><b>LITERAL a):</b></p> <p>El propósito del DMP debe ser identificar las alternativas tecnológicas que se puedan implementar en períodos menores o iguales a 3 años de tal manera que se logre una expansión flexible y oportuna para lo cual se recomienda ejecutarlo con una periodicidad anual. Un propósito primordial del Tratado es contar con una red de transmisión robusta que permita la transferencia de energía de un país a otro con una capacidad suficiente y permanente de una manera segura y confiable. La periodicidad anual permite establecer una mejor vinculación de resultados entre los informes de DMP y de largo plazo, evitando que el EOR realice los dos estudios en plazos paralelos que hace replicar muchas</p>		<p><b>LITERAL a):</b></p> <p>a) Diagnóstico de Mediano Plazo: Siendo su propósito: evaluar anualmente la situación del SER con un horizonte de los primeros tres (3) años contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades: i) revisar la capacidad de transmisión regional de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda del SER cumpliendo con los CCSD; ii) identificar las redes de transmisión nacional que disminuyen la COIM entre pares de países y que no cumplen los CCSD; iii) Identificar las mejoras a la RTR necesarias para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD. iv) identificar en el mediano plazo, las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener las metas de la COIM - mínima entre pares de Países Miembros aprobada por la CRIE, que incluyan los requerimientos de ampliación, reconfiguración y digitalización de subestaciones, la instalación de</p>	<p><b>LITERAL a):</b></p> <p>Respecto a lo comentado por el participante, se tiene lo siguiente:</p> <p>1) En cuanto a "<i>evaluar anualmente la situación del SER...</i>", debe indicarse que los ajustes normativos contenidos en la propuesta de la CP-02-2022 permitirá realizar las actividades del ciclo de planificación sin traslape de actividades por parte del EOR; mientras que con la propuesta del participante, las actividades de planificación del año en que se realiza un informe de diagnóstico de mediano plazo, se traslapan con las actividades de planificación de largo plazo del período anterior.</p> <p>2) Se identificó que el contenido del literal a) del numeral 10.1.1 de la propuesta sometida a la CP-02-2022, era redundante con los alcances del diagnóstico del mediano plazo, considerándose pertinente eliminar parcialmente el contenido del referido literal a).</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera adecuado acoger los ajustes propuestos por el participante.</p>
---	-----	--	--	--	---



		<p>simulaciones y análisis tanto en el Diagnostico de Mediano Plazo como en el de Largo Plazo. Definir mejor las opciones para ampliar la red considerando los retos de flexibilidad, digitalización y evolución tecnológica del servicio de transmisión debe ser una parte fundamental del propósito del DMP. . Dado el nivel de seguridad eléctrica tan bajo del SER, como lo muestra la alta frecuencia de apagones, es necesario que el EOR incluya obligatoriamente como soluciones planificadas las soluciones a los problemas de estabilidad dinámica que el EOR detecte en los estudios dinámicos.</p>		<p>módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), en subestaciones o en líneas conectados en serie o en paralelo con los equipos necesarios para su conexión, cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, sistemas de almacenamiento con baterías, sistemas seriales síncronos estáticos y los demás que el EOR considere dada la evolución tecnológica que vaya ocurriendo en la transmisión de energía eléctrica incluyendo los sistemas de almacenamiento con baterías, etc., ampliaciones necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la COIIM definida para ese mercado nacional. Dichas ampliaciones serán informadas por el EOR a los respectivos Comités Técnicos, solicitándoles opinión técnica sobre su ejecución, mejora de la propuesta o una contrapropuesta, para considerarlas en los estudios de planificación regional de largo plazo;</p>	
--	--	--	--	---	--

		<p><b>LITERAL b):</b>          Incluir en el numeral b) la identificación de las metas de COIIM mínima entre países. Definir el horizonte y periodicidad de la Planificación Regional de Largo Plazo e incluir las ampliaciones regionales identificadas por el EOR en el DMP . Un propósito primordial del Tratado es contar con una red de transmisión robusta que permita la transferencia de energía de un país a otro con una capacidad suficiente y permanente de una manera segura y confiable.</p>		<p><b>LITERAL b):</b>          b) Planificación Regional de Largo Plazo: Siendo su propósito:          i) identificar para períodos quinquenales, las metas de COIIM mínima entre pares de Países Miembros ii) identificar las ampliaciones regionales de transmisión que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, que cumplan con los CCSD a nivel regional y signifiquen el aumento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, para cada mercado nacional; y ii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM para períodos quinquenales, para cada mercado nacional, necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumpliendo con los CCSD.          La Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, se realizará bianualmente con un</p>	<p><b>LITERAL b):</b>          Respecto a lo comentado por el participante, se tiene lo siguiente:          1) Sobre la adición del romano i), se le aclara al participante que le corresponde a la CRIE fijar la COIIM entre pares de países miembros, considerándose conveniente que la recomendación para fijar un nuevo valor de COIIM resulte de los estudios de planificación regional y no de períodos quinquenales.          2) En cuanto al cambio de plazo del horizonte para la realización de la planificación de largo plazo de la expansión, se considera que un horizonte de 15 años permitirá mejorar la selección de las ampliaciones de transmisión regionales y proveerá más información de flujos de caja futuros, favoreciendo la evaluación económica y de beneficios sociales de las Ampliaciones de transmisión regionales.          3) En cuanto a adicionar "<i>y los resultados tanto de ampliaciones regionales como nacionales que identifique el EOR en el Diagnostico de Mediano Plazo</i>", se le aclara que la identificación de ampliaciones de transmisión ya no forma parte del alcance del diagnóstico de mediano plazo, toda vez que la ventana de tiempo asociada es muy corta, identificándose más apropiado que, la identificación de ampliaciones de</p>
--	--	--	--	--	--

				<p>horizonte de al menos diez (10) <del>quince (15)</del> años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión debe incluir como un dato externo los planes de expansión de generación y transmisión de corto y mediano plazo disponibles en cada país, que el EOR solicite a la entidad nacional competente encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional y los resultados tanto de ampliaciones regionales como nacionales que identifique el EOR en el Diagnostico de Mediano Plazo.</p>	<p>transmisión fuese alcance únicamente de la planificación de largo plazo.</p> <p>En razón de lo anterior, no se acoge lo propuesto por el participante. No obstante, en atención a otros comentarios recibidos, se ajusta la propuesta normativa, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i><b>10.1.1</b> Objetivos generales. Los objetivos del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>a) Desarrollar la planificación de la generación regional.</i></li> <li><i>b) Desarrollar la planificación de la transmisión regional.</i></li> <li><i>c) Evaluar las propuestas de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial propuestas por Iniciadores; y</i></li> <li><i>d) Evaluar las solicitudes de Ingreso Autorizado Regional parcial, relacionadas a las propuestas de ampliaciones que no hayan sido identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.</i></li> </ul>
--	--	--	--	--	--

3	CNEE	<p><b>GENERAL:</b></p> <p>Se reiteran los argumentos de la Observación General no. 6. OBSERVACIÓN 6. La propuesta es que el COIIM sea conceptualizado a lo largo del RMER como una referencia y no como una meta: dado que, en todo caso, la planificación regional, al cumplir el procedimiento propuesto, podría elaborar escenarios y obtener resultados con varios valores de referencia y no solo con un valor en MW, como esta propuesto actualmente: así mismo, es necesario darle una definición, considerando que solo se ha agregado como acrónimo.</p> <p>El concepto denominado “capacidad operativa de intercambio internacional mínima</p>			<p><b>GENERAL:</b></p> <p>Al respecto, de lo planteado por el participante referente a “<i>es un concepto que indican las disposiciones del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, pudiendo no estar conforme al principio de gradualidad, dado que la CRIE al establecer un valor objetivo, estaría dando la señal de realizar inversiones de transmisión para lograr ese objetivo, sin tener la garantía que va a necesitarse dicha capacidad, o hacerse uso de la misma</i>” es necesario aclararle que de conformidad con el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, la planificación regional es de carácter indicativo, por lo que dicha propuesta no pretende imponer ampliaciones de transmisión nacionales a los países miembros.</p> <p>Por otra parte, se le indica al participante que en cuanto a “<i>así mismo, es necesario dale (sic) una definición, considerando que solo se ha agregado como acrónimo.</i>”, se considera conveniente incluir la definición en el Glosario del Libro I del RMER, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima</i></b>  <i>Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las</i></p>
---	------	--	--	--	---

		<p>entre pares de Países Miembros” o COIIM, que incluso se encuentra contenido en el RMER vigente, es un concepto que indican las disposiciones del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, pudiendo no estar conforme al principio de gradualidad, dado que la CRIE al establecer un valor objetivo, estaría dando la señal de realizar inversiones de transmisión para lograr ese objetivo, sin tener la garantía que va a necesitarse dicha capacidad, o hacerse uso de la misma.</p> <p><b>LITERAL b):</b> Mantener coherencia con el resto del Texto. Se identifican 3 formas para el mismo concepto, las cuales son: “Planificación Regional de Largo Plazo”, “Planificación</p>		<p><b>LITERAL b):</b> “b) Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión: [...]”</p>	<p><i>transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual será fijada por la CRIE mediante resolución.</i></p> <p><b>LITERAL b):</b> Se acoge el comentario presentado por el participante, en cuanto a la necesidad de mantener la consistencia de los términos utilizados por lo que se harán los ajustes correspondientes en la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022; utilizándose indistintamente los</p>
--	--	--	--	---	--

		Regional de Largo Plazo de la Expansión" o "Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional".			términos: " <i>Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo</i> " y " <i>Planificación Regional de Largo Plazo</i> ", por ser esta última una forma abreviada del mismo término.
4	UT	Se está proponiendo incrementar de 10 a 15 años el horizonte de los estudios de Largo Plazo, y al respecto consideramos que en la región, al menos la mitad de los países no planifica más allá de los 10 años, esto por la incertidumbre que existe en datos como el crecimiento de la demanda, el desglose de la demanda a nivel de subestaciones, etc. Una planificación con un horizonte muy elevado puede llevar a tener sistemas de transmisión sobredimensionados, con las repercusiones económicas que esto conlleva.  En la propuesta de	Falta de definición de formatos de actualización de datos, ausencia de referencia de BD para ejecución del proceso y no se tiene definida la fecha de actualización, para que los OS/OM presenten la actualización de la información; lo anterior a efecto de establecer la identificación de la RTR, como parte clave para los procesos comerciales del MER.	Considerar modificar los numerales del capítulo 10 del Libro III del RMER, en los cuales se establezca como horizonte de la planificación regional el plazo de 15 años, sustituyéndolos por un plazo de 10 años.  Se solicita definir claramente la base de datos bajo la cual se realizará el proceso de identificación de la RTR, así como definir claramente las fechas de su elaboración y publicación, de manera que se especifiquen plazos adecuados para la revisión por parte de los OS/OM. Todo esto solicitamos que sea definido en el Anexo A del Libro III del RMER donde se establecen los lineamientos para la elaboración de la RTR, o en el numeral 2.2 del Libro III del RMER, donde se hace referencia al método de identificación de las instalaciones de la RTR.	Respecto a lo comentado por el participante, se tiene lo siguiente:  1) Se considera que la extensión del horizonte de planificación a 15 años permitirá mejorar la selección de las ampliaciones de transmisión regionales y proveerá más información de flujos de caja futuros, favoreciendo la evaluación económica y de beneficios sociales de las Ampliaciones de transmisión regionales. 2) Dado que el capítulo 2 del Libro III del RMER denominado " <i>La Red de Transmisión Regional</i> ", ya contiene la normativa relacionada con la identificación de la RTR, se ha considerado conveniente eliminarlo del capítulo 10. 3) Se le aclara al participante que la Base de Datos Regional utilizada por el SPGTR corresponde a la Base de Datos Regional, misma que se encuentra referida en el numeral 2.4 del Libro I del RMER.  Debido a lo anterior, no se acogen los comentarios del participante.

		<p>modificación se ha retirado de la lista de objetivos del SPGTR la identificación de la RTR, siendo esta el estudio sobre el cual se establecen los procedimientos comerciales del MER para el siguiente año, por lo anterior, surge la duda sobre la elaboración de este informe al aprobarse los cambios:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Los formatos de actualización de datos a utilizar, ¿Se mantendrán los definidos para el SPGTR?</li> <li>2. La base de datos regional para este proceso queda desvinculada, porque no queda establecido en el RMER cuál usar, del resto de informes listados en el numeral 10.1.1 y 5.1.3 del libro III (en donde se establecen los informes que resultan de la base de datos operativa). ¿Qué base de datos</li> </ol>			
--	--	--	--	--	--

		utilizará el EOR para la elaboración del informe, la del SPTGR o la base de datos comercial?			
5	CDMER	<p><b>LITERAL a):</b> Técnicamente no se pueden identificar redes de transmisión nacional que “disminuyen la capacidad de transmisión regional”. Hay que identificar a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes. Se deben identificar con claridad los Comités Técnicos referidos y su retroalimentación no debe ser vinculante ya que el EOR es el responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos. Es importante puntualizar que el EOR evaluara <b>propuestas</b> de</p>	<p><b>LITERAL a):</b> Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p><b>LITERAL a):</b> <u>Debe decir:</u> a) Diagnóstico de Mediano Plazo: Siendo su propósito: evaluar la situación del SER con un horizonte de los primeros tres (3) años contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades: i) revisar la capacidad de transmisión regional de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda del SER cumpliendo con los CCSD; ii) identificar las redes de transmisión nacional <del>que disminuyen la capacidad de transmisión regional</del> y que no cumplen los CCSD; iii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM a mediano plazo y la necesidad del cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, necesarias para satisfacer la</p>	<p><b>LITERAL a):</b> De conformidad con lo planteado por el participante, se considera pertinente acoger parcialmente los ajustes propuestos. Adicionalmente, se le indica que, con el objetivo de mejorar la organización y claridad de la propuesta de norma, el fondo del literal a) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.2.1 denominado “<i>Objetivo</i>” [del diagnóstico de mediano plazo], corriendo la numeración del resto del apartado 10.2.</p>



		<p>Ampliaciones Regionales a Riesgo que pueden resultar con o sin Beneficio Regional.</p> <p><b>LITERAL b):</b> Técnicamente no se pueden identificar redes de transmisión nacional que “disminuyen la capacidad de transmisión regional”. Hay que identificar a que Ampliaciones de</p>	<p><b>LITERAL b):</b> Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p>demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima. Dichas ampliaciones de transmisión nacional serán informadas por el EOR al Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y al Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG) a los respectivos Comités Técnicos, solicitándoles opinión técnica sobre su ejecución, mejora de la propuesta o una contrapropuesta, para considerarlas indicativamente en los estudios de planificación regional de largo plazo.</p> <p><b>LITERAL b):</b> <u>Debe decir:</u> b) Planificación Regional de Largo Plazo: Siendo su propósito: i) identificar las ampliaciones regionales de transmisión que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, que cumplan con los CCSD a nivel regional y</p>	<p><b>LITERAL b):</b> Se indica al participante que se considera necesario identificar a qué tipo de ampliación nacional se refiere la norma; no obstante, la denominación a utilizar es “Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM”. Adicionalmente, se le indica que derivado de otros comentarios se identificó la necesidad de evitar redundancias de la norma, por lo que el</p>
--	--	--	---	---	--

		<p>Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes. Se deben identificar con claridad los Comités Técnicos referidos y su retroalimentación no debe ser vinculante ya que el EOR es el responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos. Es importante puntualizar que el EOR evaluara <b>propuestas</b> de Ampliaciones Regionales a Riesgo que pueden resultar con o sin Beneficio Regional.</p> <p><b>LITERAL c):</b> Técnicamente no se pueden identificar redes de transmisión</p>	<p><b>LITERAL c):</b> Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del</p>	<p>signifiquen el aumento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima; y ii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumpliendo con los CCSD.</p> <p><b>LITERAL c):</b> <u>Debe decir:</u> c) Evaluación de las <u>propuestas de</u></p>	<p>contenido del primer párrafo del literal b comentado fue eliminado por recogerse ya en el numeral 10.3.1.1 (nuevo numeral 10.3.2.2), en dónde se atendió lo observado.</p> <p><b>10.3.2.2</b> <i>El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente:</i></p> <p>a) <i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;</i></p> <p>b) <i>Ampliaciones de Transmisión Regional, que:</i></p> <p>i. <i>Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con lo establecido en el numeral 10.3.5.7;</i></p> <p>ii. <i>Cumplan con los CCSD a nivel regional;</i></p> <p>iii. <i>Signifiquen un incremento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, fijada por la CRIE.</i></p>
--	--	---	---	--	---

		<p>nacional que “disminuyen la capacidad de transmisión regional”. Hay que identificar a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes. Se deben identificar con claridad los Comités Técnicos referidos y su retroalimentación no debe ser vinculante ya que el EOR es el responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos. Es importante puntualizar que el EOR evaluara <b>propuestas</b> de Ampliaciones Regionales a Riesgo que pueden resultar con o sin Beneficio Regional.</p>	<p>Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p>Ampliaciones Regionales a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo con las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE.</p>	<p><b>LITERAL c):</b> Se acoge parcialmente el ajuste propuesto por el participante.</p> <p>Por todo lo anterior, la propuesta de norma leerá de la siguiente forma:</p> <p><i>10.1.1 Objetivos generales. Los objetivos del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) <i>Desarrollar la planificación de la generación regional.</i></li> <li>b) <i>Desarrollar la planificación de la transmisión regional.</i></li> <li>c) <i>Evaluar las propuestas de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial propuestas por Iniciadores; y</i></li> <li>d) <i>Evaluar las solicitudes de Ingreso Autorizado Regional parcial, relacionadas a las propuestas de ampliaciones que no hayan sido identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.</i></li> </ul>
--	--	--	--	--	---

6	AMM	<p>El MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros, los cuales se rigen por sus propias normativas, los entes nacionales solo pueden suministrar información técnica en coordinación con los OS/OM, sin interferir en funciones de los entes nacionales.</p>	<p>De conformidad con lo establecido en el RMER (L.I 1.4.1, literal e; y L.II 3.2.1), el MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el segundo párrafo del literal “b)” de la siguiente manera: La Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión debe incluir como dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país, que el EOR solicite <b>a través del OS/OM</b> a la entidad nacional competente encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional.</p>	<p>Se le aclara al participante que de conformidad con al artículo 25 del Tratado Marco, el EOR fue dotado por parte de los Estados que suscribieron el Tratado Marco, de personalidad jurídica propia que le faculta, como a cualquier otra persona jurídica, para que, con sujeción a las normas nacionales pueda solicitar información a las entidades competentes de la planificación de la generación y la transmisión a nivel nacional. Siendo que los OS/OM, en la mayoría de los casos no son los responsables de desarrollar la planificación nacional, se considera conveniente no limitar al EOR a una vía de obtención de la información necesaria para la planificación regional. No obstante, en cuanto al flujo de la información, se acoge parcialmente la propuesta presentada, toda vez que se considera factible que el EOR se apoye de los OS/OM para obtener la información necesaria; sin embargo, se mantiene la posibilidad de que el EOR, de considerarlo necesario, pueda acudir directamente a la entidad nacional encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional. Adicionalmente, se le indica que, con el objetivo de mejorar la organización y claridad de la propuesta de norma, el contenido del literal b) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.3.1 denominado “<i>Objetivo</i>” corriendo</p>
---	-----	---	---	--	---

					<p>la numeración del resto de los numerales del apartado 10.3. En ese sentido, la propuesta regulatoria se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.1 Objetivo.</b> <i>La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.</i></p>
7	INE, ENATREL, MEM	<p><b>SOBRE EL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO:</b></p> <p>La planificación de expansión de la transmisión es función de ENATREL</p>	<p><b>SOBRE EL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO:</b></p> <p>Conforme el artículo 5 numeral 6 de la Ley 583, corresponde a ENATREL, elaborar el Plan de Expansión de la Transmisión.</p>	<p><b>SOBRE EL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO:</b></p> <p>Diagnóstico de Mediano Plazo: Siendo su propósito: evaluar la situación del SER con un horizonte de los primeros tres (3) años contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades: i) revisar la capacidad de transmisión regional de la RTR para</p>	<p><b>SOBRE EL DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO:</b></p> <p>Respecto a que “la planificación de expansión de la transmisión es función de ENATREL”, debe indicarse que, del fundamento jurídico presentado por los participantes, se evidencia que se hace alusión a la planificación de la transmisión nacional. Al respecto, es preciso aclarar que la propuesta normativa sujeta a la CP-02-2022, se refiere a la planificación de la transmisión</p>

				<p>transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda del SER cumpliendo con los CCSD; ii) identificar las redes de transmisión nacional que disminuyen la capacidad de transmisión regional y que no cumplen los CCSD; iii) identificar las ampliaciones de la RTR para alcanzar y mantener la COIIM a mediano plazo y la necesidad del cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima. Dichas ampliaciones serán informadas por el EOR a los respectivos Comités Técnicos, solicitándoles opinión técnica sobre su ejecución, mejora de la propuesta o una contrapropuesta, para considerarlas en los estudios de planificación regional de largo plazo.</p>	<p>y generación regional, la cual es competencia del Ente Operador Regional de conformidad con el literal e. del artículo 28 del Tratado Marco, tratado internacional que ha sido suscrito por Nicaragua y que forma parte de su ordenamiento jurídico.</p> <p>Por otra parte, en cuanto a la propuesta de incorporar a la norma lo siguiente: <i>"identificar las ampliaciones de la RTR para alcanzar y mantener la COIIM"</i>, se indica que las ampliaciones que permiten alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones de transmisión nacional, por lo que en la propuesta sometida a la CP-02-2022 se les denominó <i>"Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM"</i>; en este sentido, no se considera adecuada la propuesta toda vez que las ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM podrían o no formar parte de la RTR. En virtud de lo cual, no se acoge el ajuste propuesto por los participantes.</p>
		<p><b>PLANIFICACIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO:</b></p>	<p><b>PLANIFICACIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO:</b></p>	<p><b>PLANIFICACIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO:</b></p>	<p><b>PLANIFICACIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO:</b></p> <p>Respecto a lo comentado por los participantes, se tiene lo siguiente:</p>

		<p>El horizonte 15 años aplica para la planificación de la Generación, el horizonte para planificar la Transmisión es de 10 años</p>	<p>Se debe de guardar la jerarquía para el flujo de información, establecida en el RMER.</p>	<p>Planificación Regional de Largo Plazo: Siendo su propósito: i) identificar las ampliaciones regionales de transmisión que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, que cumplan con los CCSD a nivel regional y signifiquen el aumento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima; y ii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumpliendo con los CCSD.</p> <p>La Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación Regional de Largo</p>	<p>1. En cuanto al cambio de plazo del horizonte para la realización de la planificación de largo plazo de la expansión, se considera que un horizonte de 15 años permitirá mejorar la selección de las ampliaciones de transmisión regionales y proveerá más información de flujos de caja futuros, favoreciendo la evaluación económica y de beneficios sociales de las Ampliaciones de transmisión regionales.</p> <p>2. De conformidad con al artículo 25 del Tratado Marco, el EOR fue dotado por parte de los Estados que suscribieron el Tratado Marco, de personalidad jurídica propia que le faculta, como a cualquier otra persona jurídica, para que, con sujeción a las normas nacionales pueda solicitar información a las entidades competentes de la planificación de la generación y la transmisión a nivel nacional. Siendo que los OS/OM, en la mayoría de los casos no son los responsables de desarrollar la planificación nacional, se considera conveniente no limitar al EOR a una vía de obtención de la información necesaria para la planificación regional. No obstante, en cuanto al flujo de la información, se indica que se acoge parcialmente la propuesta presentada, toda vez que se considera factible que el EOR se apoye de los OS/OM para</p>
--	--	--	--	---	---

				<p>Plazo de la Expansión debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país, que informen los OS/OM.</p>	<p>obtener la información necesaria; sin embargo, se mantiene la posibilidad de que el EOR, de considerarlo necesario, pueda acudir directamente a la entidad nacional encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional. Adicionalmente, se le indica que con el objetivo de mejorar la organización y claridad de la propuesta de norma, el contenido del literal b) del numeral 10.1.1 se trasladará como un nuevo numeral 10.3.1 denominado “Objetivo” corriendo la numeración del resto de los numerales del apartado 10.3. En ese sentido, la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.1 Objetivo.</b> <i>La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.</i></p>
--	--	--	--	---	--



8	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	<p>Se hacen inoperantes los contratos regionales a corto, mediano y largo plazo si no se agrega el concepto de Capacidad de Importación Nacional en el Diagnostico de Mediano Plazo y en la Planificación Regional de Largo Plazo, a efecto de que se identifiquen y solucionen las limitaciones de importación regional para que los agentes del MER puedan dar cumplimiento a sus contratos.</p>	<p>Es necesario que esto se contemple con el objeto del correcto desarrollo gradual del MER y brindar a los agentes del MER la seguridad jurídica de participar en licitaciones internacionales de mediano o largo plazo.</p>	<p><i>Se sugiere modificar el texto del numeral 10.1.1 literal b) inciso ii) del RMER de la siguiente manera: “a) <b>Diagnóstico de Mediano Plazo:</b> siendo su propósito: evaluar la situación del SER con un horizonte de los primeros tres (3) años contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades; i) revisar la capacidad de transmisión regional de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda del SER cumpliendo con los CCSD; ii) identificar las redes de transmisión nacional que disminuirían la capacidad de transmisión regional o que no cumplen los CCSD; iii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIM y la <b>Capacidad de Importación Nacional</b> a mediano plazo y la necesidad para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima y la Capacidad de</i></p>	<p>Se le indica al participante, que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, es mejorar la norma que rige la planificación de la generación y la transmisión regional, no así la incorporación de nuevos criterios o conceptos distintos al tema sometido a consulta pública, tales como: Contratos Regionales Existentes, Contratos Regionales de Largo Plazo y Contratos Regionales de Mediano Plazo y capacidad de importación nacional; en virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por el participante.</p>
---	-------------------------------	--	---	--	---

				<p><i>Importación Nacional. (...) b)</i></p> <p><b>Planificación Regional de Largo Plazo:</b> Siendo su propósito: i) <i>identificar las ampliaciones regionales de transmisión que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, que cumplan con los CCSD a nivel regional, signifiquen el aumento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, y el cumplimiento de los Contratos Regionales a mediano y largo plazo, así como los Contratos Regionales Existentes;</i> y ii) <i>identificar las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional e importaciones, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumplimiento con los CCSD, con el propósito de evitar al mínimo la limitación de las importaciones para el cumplimiento de los Contratos a mediano y largo plazo, así como los Contratos Regionales Existentes.”</i></p>
--	--	--	--	--

9	<b>AES PANAMÁ, S.R.L</b>	Se debe especificar las fechas de entrega de estos reportes y validez posterior a un proceso de consulta pública.	No se entiende el concepto de Ampliaciones a Riesgo, si son identificadas como requeridas para alcanzar o mantener la capacidad operativa de 300 MW deberían ser consideradas como Ampliaciones requeridas de la RTR.	a) Diagnóstico de Mediano Plazo b) Planificación Regional de Largo Plazo c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgos	En cuanto a la propuesta de ajuste planteada por el participante, se le acoge parcialmente, por lo que la propuesta de norma se leerá así:  <i>10.1.1 Objetivos generales. Los objetivos del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son:</i>  a) <i>Desarrollar la planificación de la generación regional.</i> b) <i>Desarrollar la planificación de la transmisión regional.</i> c) <i>Evaluar las propuestas de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial propuestas por Iniciadores; y</i> d) <i>Evaluar las solicitudes de Ingreso Autorizado Regional parcial, relacionadas a las propuestas de ampliaciones que no hayan sido identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.</i>
---	--------------------------	---	---	--	--

**NUMERAL 10.1.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Mejora de la redacción para mayor claridad.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>10.1.2 Los estudios indicados en los literales a) y b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros. Esta capacidad de transmisión regional será fijada por la CRIE mediante Resolución. Su uso está definido para cubrir las transacciones internacionales en el MER, debiéndose evitar la reducción de la capacidad de transmisión regional por parte de los sistemas eléctricos nacionales en la planificación y ejecución de la expansión de la transmisión nacional al abastecer su propia demanda, a nivel de la planificación y ejecución de la expansión de la transmisión nacional.</p>	<p>Al respecto, se le indica al participante que no se acoge su propuesta de ajuste. No obstante, derivado de otros comentarios y con el fin de mejorar la propuesta de norma, se ajusta y se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.1.2 Los estudios de la planificación de la transmisión regional, deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima.</i></p>

2	<b>EOR</b>		Por claridad de la norma, el criterio de la COIIM se recomienda: a) ser más explícito en la normativa. b) ya que es un tema relevante indicarlo como un numeral por separado y claro. Se propone en el numeral 10.2.2.1 de la numeración indicada en la propuesta del EOR.	<b>10.2.2. Criterios generales</b> 10.2.2.1. Los estudios la planificación de la transmisión regional deberán procurar que en todo momento se mantenga la COIIM entre pares de países adyacentes del MER. Esta capacidad operativa será fijada por la CRIE mediante Resolución y es de uso exclusivo para las transacciones regionales en el MER.	Al respecto, se le indica al participante que se acoge parcialmente su propuesta de ajuste, derivado de lo cual la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:  <i>10.1.2 Los estudios de la planificación de la transmisión regional, deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima.</i>
3	<b>EPR</b>	Considerar que la capacidad operativa de intercambio internacional sea fijada por la CRIE considerando los resultados de los estudios de Planificación Regional de Largo Plazo y que esta se actualice cada 5 años, con el fin que este fundamentada en análisis y estudios técnicos.  Mejora de redacción para facilitar comprensión.		10.1.2 Los estudios indicados en los literales a) y b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros. Esta capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros será fijada por la CRIE mediante Resolución, con base en los resultados obtenidos en los estudios de La Planificación Regional de Largo Plazo. Su actualización debe realizarse por lo menos una vez cada 5 años. Su uso está definido para cubrir las transacciones internacionales en el MER, debiéndose garantizar a nivel de la planificación y ejecución de la expansión de la transmisión nacional que la	Se le indica al participante que en cuanto a "Su actualización debe realizarse por lo menos una vez cada 5 años", se considera que el EOR, cuando corresponda, sustentado en análisis técnicos y económicos producto de los estudios de planificación de largo plazo, recomendará a la CRIE fijar un nuevo valor de COIIM, por lo que no debe establecerse un plazo específico para fijar dicho valor. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por el participante.  No obstante, para mejorar la comprensión de la norma y derivado de otros comentarios, se realizan ajustes a la propuesta normativa, por lo cual la misma se leerá de la siguiente manera:  <i>10.1.2 Los estudios de la planificación de la transmisión regional, deberán</i>

				capacidad de transmisión regional no será reducida por parte de los sistemas eléctricos nacionales al abastecer su propia demanda.	<i>procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima.</i>
4	CNEE	<p>Se reiteran los argumentos de la Observación General no. 6.</p> <p>La propuesta de numeral 10. 1 .2 del libro III del RMER faculta a CRIE a determinar o definir a través de resolución un valor en MW denominado “capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros” o COIIM, sin especificar los criterios técnicos o económicos que sirven de base para ello, o como se respetara el principio de gradualidad. Es importante indicar que el COIIM está relacionado con los denominados “refuerzos nacionales”</p>			<p>Al respecto, de lo planteado por el participante en cuanto a “<i>La propuesta de numeral 10. 1 .2 del libro III del RMER faculta a CRIE a determinar o definir a través de resolución un valor en MW denominado 'capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros o COIIM, sin especificar los criterios técnicos o económicos que sirven de base para ello'</i>”, se le indica que, la CRIE fijará la COIIM con base en recomendaciones presentadas por el EOR, mismas que estarán fundamentadas en criterios técnicos y económicos usados en los estudios de planificación de largo plazo .</p> <p>En razón de lo anterior, no observándose una propuesta de ajuste concreto, no se acoje el comentario del participante.</p>

		<p>y se afirma, en el numeral 3 del informe de diagnóstico, que es necesario que existan compromisos vinculantes para la ejecución de las ampliaciones nacionales de los países, situación sobre la cual esta Comisión considera que es importante que se avance sin demora; sin embargo, no es a través de un reglamento regional o de una resolución de la CRIE que se puede hacer vinculante ese compromiso, sino solo mediante el establecimiento de dicho compromiso y/o una facultad expresa en el Tratado, en una futura modificación. Adicionalmente, la única disposición que ha sido emitida es la Resolución CRIE-20-2014, siendo importante que la CRIE indique que criterios técnicos o económicos</p>			
--	--	---	--	--	--

		utilizó para determinar que son 300 MW.			
5	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	Legalmente se considera positiva la inclusión que los estudios deben procurar que en todo momento se mantenga la capacidad operativa entre los países miembros			Se tiene por recibido el comentario realizado por el participante, respecto a la propuesta de mejora normativa socializada a través de la consulta pública CP-02-2022.
6	<b>AES PANAMÁ, S.R.L</b>	Se debe considerar no solo mantener la capacidad operativa, sino también incremento de los flujos donde exista limitación. De igual manera debe implementarse una especie de sanción para aquellos países donde se limite la capacidad por falta de inversión de la red nacional, el responsable deberá ser la empresa de transmisión de dicho país.	Tomando en cuenta que el objetivo es poder incrementar el límite de capacidad Línea SIEPAC.	10.1.2 Los estudios indicados en los literales a) y b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros. Esta capacidad de transmisión regional será fijada por la CRIE mediante Resolución. Su uso está definido para cubrir las transacciones internacionales en el MER, debiéndose evitar la reducción de la capacidad de transmisión regional por parte de los sistemas eléctricos nacionales al abastecer su propia demanda, a nivel de la planificación y ejecución de la expansión de la transmisión nacional. <b>Favor especificar qué casos de uso de</b>	Al respecto, se le aclara al participante que:  1) En cuanto a “ <i>Se debe considerar no solo mantener la capacidad operativa, sino también incremento de los flujos donde exista limitación</i> ”, debe indicarse que es objetivo de la planificación regional identificar las obras que permitan alcanzar, mantener e incrementar la COIIM.  2) En cuanto a las sanciones a las que hace referencia el participante, se le indica que el alcance de la CP-02-2022 versa sobre remozar las normas que rigen la planificación regional de carácter indicativo, no previéndose sanciones. No obstante, en caso de identificarse un incumplimiento a la normativa, se



				<b>la RTR para fines puramente locales han identificado</b>	<p>aplicaría lo establecido en la Regulación Regional.</p> <p>En razón de lo anterior, no observándose una propuesta de ajuste concreto, no se acoge el comentario del participante.</p>
--	--	--	--	---	--

**NUMERAL 10.1.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	<p><b>LITERAL A)</b> Se habla de diversos informes bienales, cuando en el CTT, se concluyó que la planificación regional solo generará un informe. El informe de la conformación de la base de datos no es resultado de la planificación, es parte de los insumos del proceso. Adicionalmente, en este punto se menciona el Informe bienal de la planificación indicativo</p>	<p><b>LITERAL A)</b> Lo indicado en este numeral la propuesta de la CRIE, se ha trasladado a los hitos del proceso en el numeral 10.2.8 de la propuesta de modificación que recomienda el EOR.</p>	<p><b>LITERAL A)</b> a) Diagnóstico de mediano plazo de la Red de Transmisión Regional (DMP). b) Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo (PGLP). c) Planificación de la expansión indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo (PTLP).</p>	<p><b>LITERAL A)</b> Se acoge parcialmente su comentario y para mejor comprensión de la norma, se ajusta la propuesta, pudiéndose observar más adelante.</p>

		<p>de la expansión de la generación regional (literal d) que no se ha mencionado en los objetivos (alcances) enunciados en la sección 10.1.1, de la propuesta de la CRIE.</p> <p><b>LITERAL B)</b></p> <p>Se indican fechas “a más tardar” pero no se indica que deberá hacerse con dichos informes en esa fecha límite: ¿enviarlo a la CRIE?, ¿publicarlo? Se observa un problema de coordinación entre la fecha indicada en a) y lo que se propone en 10.1.4 c). La propuesta indica que los informes deberán ser publicados por el EOR, no establece la formalidad o mecanismo que debe seguirse en cuanto a la presentación al regulador regional que es la entidad protagónica en la siguiente fase del proceso (capítulo 11 del</p>	<p><b>LITERAL B)</b></p> <p>Se propone: a) que en la regulación, se establezca la interrelación de las actividades que les corresponde a cada uno de los actores del MER, para que dicha interrelación esté claramente definida las responsabilidades al aplicarse el proceso y la interacción entre los diferentes actores del MER, conforme lo indican los siguientes artículos del Tratado Marco: art. 2, literales a), b), d), e), f), art. 4, art. 6, art. 10, art. 18, art. 23, literal m “ Evaluar la evolución del Mercado periódicamente, y <i>proponer a las Partes las medidas que a su juicio se consideren convenientes a fin de avanzar en la consolidación del</i></p>	<p><b>LITERAL B)</b></p> <p>10.2.2.3. En cada país, la planificación de la expansión de la transmisión nacional incluirá en el desarrollo de sus estudios, el criterio de mantenimiento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), a fin de evitar su reducción.</p> <p>10.2.2.4. En la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, el EOR utilizará las proyecciones de demanda nacional, que informen los OS/OM de cada país.</p> <p>10.2.2.5. La Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional debe considerar la prevalencia del principio fundamental de libre acceso a la RTR.</p>	<p><b>LITERAL B)</b></p> <p>Al respecto, de lo planteado por el participante, se le indica lo siguiente:</p> <p>1. En cuanto a "<i>Se indican fechas 'a más tardar' pero no se indica que deberá hacerse con dichos informes en esa fecha límite: ¿enviarlo a la CRIE?, ¿publicarlo?</i>", se realizaron ajustes a la propuesta regulatoria los cuales se podrán observar más adelante, en el nuevo numeral 10.1.4.</p> <p>2. De lo señalado "<i>no establece la formalidad o mecanismo que debe seguirse en cuanto a la presentación al regulador regional que es la entidad protagónica en la siguiente fase del proceso</i>", se le aclara que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco establece que es objetivo y función del EOR "<i>Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los</i></p>
--	--	---	---	---	--

		<p>Libro III) y para la autorización y ejecución de las obras a fin de alcanzar los objetivos misiones establecidos para los organismos del MER en el Tratado Marco. La propuesta indica en el numeral 10.1.4, que los estudios se pueden iniciar con “versiones preliminares de información”, ante la falta de información, lo cual, conlleva a ineficiencias del proceso y un mayor cargo para la tarifa regional, “doble procesamiento de datos, subutilización de recurso humano y equipos, pérdida de tiempo para cumplir con plazos, etc.” en cuanto que no es información oficial y definitiva, por lo que, no se prevé viable lo propuesto. la medida para mitigar una posible no entrega en tiempo de la información es ampliar</p>	<p><i>Mercado.” y literal o “Coordinar con los organismos regulatorios nacionales las medidas necesarias para el buen funcionamiento del Mercado.”</i></p>	<p>10.2.3. El Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, será elaborado por el EOR con una periodicidad bienal y presentado a la CRIE para su consideración a más tardar el último día hábil de diciembre del año que corresponde la elaboración de dicho Plan.</p> <p>10.2.3.1. La CRIE podrá prorrogar mediante Resolución, hasta por un año la presentación del Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, con base en la necesidad de culminar el proceso de decisión de autorización o aprobación de Ampliaciones de transmisión, establecido en el Capítulo 11 de este Libro.</p> <p>10.2.3.2. La CRIE podrá prorrogar mediante Resolución, la fecha de presentación del Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión regional y/o las fechas de los hitos del proceso de su elaboración, por fuerza mayor, caso fortuito o a solicitud del EOR debidamente justificada.</p> <p>10.2.4. El Regulador nacional o la entidad que corresponda en cada país miembro del MER, notificará por escrito a la CRIE con copia al</p>	<p><i>agentes del Mercado.”; en ese sentido, se considera que el EOR debe poner a disposición el referido Plan considerando que la manera más efectiva de hacerlo es mediante la publicación del mismo en el sitio web del EOR.</i></p> <p>3. En las propuestas de ajuste del participante, se identifica que las mismas no coinciden con la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, que en este caso es el literal b) del numeral 10.1.3.</p> <p>Para mejor comprensión de la norma, se ajusta el contenido de dicho numeral y se crea un nuevo numeral 10.1.4 al que se agrega parte del contenido del numeral comentado, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.1.3</b> <i>Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:</i></p> <p>a) <i>Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</i></p> <p>b) <i>Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá</i></p>
--	--	--	--	--	---

		<p>los plazos para su entrega.</p>		<p>EOR el nombre de la Autoridad Nacional Competente de la Planificación de la generación y la transmisión nacional (ANCP), con las que el EOR podrá interactuar para el desarrollo de los estudios de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional.</p> <p>10.2.5. El EOR coordinará con el OS/OM, de cada país, el suministro de la información de su sistema eléctrico nacional para la actualización de la Base de Datos Regional (BDR). Los OS/OM serán responsables de suministro de la información al EOR.</p> <p>10.2.6. El OS/OM de cada país, coordinará con la respectivas ANCP el contenido de la información de corto, mediano y largo plazo a ser suministrada al EOR para la base de datos regional, conforme a lo establecido en el numeral 5.1 de este Libro.</p> <p>10.2.7. Los OS/OM obtendrán de la ANCP correspondiente, entre otra información, lo siguiente:</p> <p>a) La proyección de la demanda nacional de su país.</p> <p>b) El plan de expansión de la generación y el plan de expansión de la transmisión nacional. Y la</p>	<p><i>remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</i></p> <p><i>c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación;</i> y</p> <p><i>d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.</i></p> <p><b>10.1.4</b> <i>El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</i></p>
--	--	------------------------------------	--	--	--

				<p>lista de Ampliaciones de transmisión aprobadas por el regulador nacional.</p> <p>c) La información de proyectos de generación y de transmisión, que desarrollen los agentes o iniciadores privados a nivel nacional.</p> <p>d) La información técnica y económica de los proyectos de transmisión y generación nacional cuya ejecución está decidida para el corto y mediano plazo.</p> <p>e) La información técnica y económica de los proyectos de transmisión nacionales que permitirán alcanzar y mantener en el mediano y largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.</p> <p>f) La información técnica y económica de los proyectos candidatos a Ampliaciones de generación y de transmisión considerados en los planes de expansión nacional.</p>	
2	<b>CDMER</b>	Mejora de la redacción para mayor claridad. La evaluación técnica y económica debe ser realizada con los mismos criterios de las Ampliaciones Regionales	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p>Debe decir: Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes:</p> <p>...</p> <p>c) Informe bienal de planificación <del>indicativo</del> indicativa de la</p>	Al respecto, se le indica al participante que derivado de otros comentarios se ha modificado la propuesta normativa, razón por la cual el comentario presentado no procede. Se informa que la propuesta normativa, leerá de la siguiente manera:

		<p>Planificadas y de las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial. La redacción de informes de beneficios e inconvenientes es un requerimiento vago.</p>		<p>expansión de la generación regional, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los estudios de planificación; y</p> <p>d) Informe bienal de planificación <del>indicativo</del> indicativa de la expansión de la transmisión regional de Largo Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del primer año del periodo bienal de elaboración de los estudios de planificación regional.</p> <p>El plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, está constituido por la integración de los informes de los literales anteriores, mismo que deberá publicar el EOR a más tardar el último día del mes de diciembre del primer año del periodo bienal. El plazo de publicación podrá ser prorrogado por la CRIE a solicitud del EOR por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, una única vez, por causas debidamente justificadas.</p> <p>Además, el EOR presentará a solicitud de la CRIE, los Informes sobre la evaluación técnica y</p>	<p><b>10.1.3</b> Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:</p> <p>a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</p> <p>b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</p> <p>c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación; y</p> <p>d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.</p> <p><b>10.1.4</b> El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá</p>
--	--	--	--	---	--

				<p>económica de las Propuestas de beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones Regionales a Riesgo solicitadas por Iniciadores, utilizando los mismos criterios técnicos y económicos usados en el SPGTR, que deberá presentar a más tardar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, sobre la base de los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador, según lo establecido en el numeral 11.3.2 ...</p>	<p><i>contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</i></p>
3	<b>EPR</b>	<p>Para garantizar la flexibilidad y oportunidad de identificación de las ampliaciones identificadas en el mediano y largo plazo se recomienda: Especificar que la periodicidad de elaboración de los Informes de la Base de Datos Regional es anual, del Informe de DMP es anual y su aprobación es seis meses posterior.</p> <p>Especificar que la periodicidad de los</p>		<p>a) Informe- anual sobre contenido básico de la Base de Datos Regional para la planificación regional, a más tardar el último día hábil del mes de febrero de cada año de elaboración de los estudios de planificación regional;</p> <p>b) Informe- anual de Diagnóstico de Mediano Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de julio de cada año de elaboración de los estudios de planificación regional;</p> <p>c) Informe bienal de la planificación indicativo de la expansión de la generación regional, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los</p>	<p>Se le indica al participante lo siguiente:</p> <p>a) Que referente a cambiar la periodicidad de la elaboración de los estudios de planificación regional, de bienal a anual, permitirá realizar las tareas del ciclo de planificación sin traslape de actividades por parte del EOR; mientras que con la propuesta del participante, las actividades de planificación del año en que se realiza los estudios de planificación, se traslapan con las tareas de planificación de largo plazo del período anterior.</p> <p>b) Que en relación a que "La CRIE a más tardar aprobará este Plan en el mes de diciembre de cada año", la mejora normativa sometida a la CP-02-2022, es consistente con lo establecido en el literal</p>

		<p>Informe de Largo Plazo es bianual y su aprobación es a más tardar en el mes de junio del segundo año del período bienal.</p>		<p>estudios de planificación; y d) Informe bienal de la planificación indicativo de la expansión de la transmisión regional de Largo Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del primer año del periodo bienal de elaboración de los estudios de planificación regional.</p> <p>El Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional de Mediano Plazo está constituido por la integración de los informes de los literales a) y b), mismo que deberá publicar el EOR a más tardar el último día del mes de julio de cada año. El plazo de publicación podrá ser prorrogado por la CRIE a solicitud del EOR por un plazo máximo de 20 días hábiles, una única vez, por causas debidamente justificadas. La CRIE a más tardar aprobará este Plan en el mes de diciembre de cada año</p> <p>El Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo está constituido por la integración de los informes de los literales c) y d), mismo que deberá publicar el</p>	<p>e) del artículo 28 del Tratado Marco que señala que es un objetivo y función del EOR <i>"Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado."</i> En este sentido, no se considera conveniente que la CRIE apruebe dicho plan, sino que el mismo será tomado como un insumo para la evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas.</p> <p>En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por el participante. No obstante, para una mayor claridad de la propuesta de norma y derivado de otros comentarios recibidos se ajusta el contenido de dicho numeral y se crea un nuevo numeral 10.1.4 al que se agrega parte del contenido del numeral comentado, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.1.3</b> <i>Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:</i></p> <p>a) <i>Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que</i></p>
--	--	---	--	--	---



				<p>EOR a más tardar el último día del mes de diciembre del primer año del periodo bienal. El plazo de publicación podrá ser prorrogado por la CRIE a solicitud del EOR por un plazo máximo de 20 días hábiles, una única vez, por causas debidamente justificadas. La CRIE a más tardar aprobará este Plan en el mes de junio del segundo año del período bienal. Además, el EOR presentará a solicitud de la CRIE, los Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo solicitadas por Iniciadores, que deberá presentar a más tardar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, sobre la base de los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador, según lo establecido en el numeral 11.3.2.</p>	<p><i>corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</i></p> <p><i>b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</i></p> <p><i>c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación;</i> y</p> <p><i>d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.</i></p> <p><b>10.1.4</b> <i>El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas</i></p>
--	--	--	--	--	--

					<i>debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</i>
4	<b>CNEE</b>	Separar disposiciones no relacionadas.		“10.1.3.2 El EOR presentara a solicitud de la CRIE, los Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo solicitadas por Iniciadores, [...]”	Al respecto de lo indicado por el participante se informa que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “ <i>Ampliación a Riesgo</i> ” se integran a lo que debe entenderse como “ <i>Ampliación con Beneficio Regional Parcial</i> ”, en razón de lo anterior, se subsanó el conflicto indicado por el participante.
5	<b>INE, ENATREL, MEM</b>	Se consideran innecesarios los literales c y d del artículo	N/A	a) Informe bienal sobre contenido básico de la Base de Datos Regional para la planificación regional, a más tardar el último día hábil del mes de febrero del primer año de elaboración de los estudios de planificación regional; b) Informe bienal de Diagnóstico de Mediano Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los estudios de planificación regional;	En cuanto a lo indicado por los participantes “ <i>se consideran innecesarios los literales c y d del artículo</i> ”, se le aclara que, para la elaboración del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, debe tenerse elaborada de manera previa la planificación de la generación regional, considerándose necesario mantener el contenido del literal c) ajustado. En virtud de lo anterior, se acoge parcialmente el comentario de los participantes y se reformula el inciso d).  Asimismo, para mayor claridad de la propuesta de norma y derivado de otros comentarios, se ajusta el contenido de dicho numeral y se crea un nuevo

				<p>numeral 10.1.4, por lo cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.1.3</b> Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:</p> <p>a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</p> <p>b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</p> <p>c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación; y</p> <p>d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.</p> <p><b>10.1.4</b> El EOR elaborará, cada dos</p>
--	--	--	--	---

					<i>años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</i>
6	UT	<p>Buscar la coherencia entre el año uno, que es el año de inicio del horizonte del estudio y el año cero, que es el año de elaboración del estudio y sus informes. Además, hay varios términos relacionados a los plazos que se prestan a confusión, y que solicitamos sean revisados para que la redacción quede clara y libre de interpretaciones erróneas. Entre estos términos tenemos:</p>	<p>Establecimiento de reglas que sean claras en la reglamentación regional.</p>	<p>1. Se sugiere la siguiente redacción en el primer párrafo del numeral:  “Como resultado del proceso de planificación regional que se desarrollará cada dos años, el EOR deberá elaborar los siguientes informes:”</p> <p>2. Se solicita aclarar si el literal a) está haciendo referencia al informe de planificación de largo plazo, o si es solamente la elaboración de la base de datos sin necesidad de elaboración de un informe en específico.</p> <p>3. Se sugiere la modificación en</p>	<p>Se le indica al participante lo siguiente:</p> <p>1) Se considera que la redacción de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022 es adecuada siendo que, los literales de dicho numeral 10.1.3 desarrollan los plazos y otras fechas relevantes para la elaboración de los estudios de planificación regional.</p> <p>2) Se le aclara al participante que la intención de la propuesta de norma es realizar un proceso transparente para la elaboración del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional; en ese sentido, la conformación de la base de datos es un</p>

		<p>“Primer año de elaboración de estudio”, “primer año del período bienal”, “primer año de estudio” y “año previo al período bienal”. ¿Debe entenderse que todos los años, en diciembre se publicará un informe pero la actualización de la base de datos es cada dos años?</p>		<p>los literales del a) al d) para que se lea de la siguiente forma: “...a más tardar el último día hábil del mes de xxxx del <del>primer</del> año de elaboración de los estudios de planificación regional”.</p> <p>4. Se solicita que en cada literal se aclare si la fecha establecida se refiere a inicio de tareas de elaboración de informes o a la entrega de informes.</p> <p>5. Se solicita incluir en el RMER, o en la resolución, un cronograma o esquema en el tiempo para la interpretación única de todos los plazos y vigencias involucradas en la elaboración de estos estudios</p>	<p>insumo fundamental para dicha elaboración, por lo que se requiere información referente a la conformación de la base de datos.</p> <p>3) Se acoge el comentario en cuanto a eliminar “<i>primer</i>”.</p> <p>4) Se aclara que los plazos establecidos en los literales del numeral 10.1.3 de la propuesta regulatoria sometida a la CP-02-2022, se refiere a plazos de entrega.</p> <p>5) Se aclara que en la propuesta de mejora normativa se especifican con precisión fechas y plazos de todo el proceso de planificación regional, por lo que no se considera necesario realizar un cronograma o esquema para ello.</p> <p>En razón de lo anterior y derivado de otros comentarios, para una mayor claridad de la norma se ajusta la propuesta normativa la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>10.1.3 Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:</i></b></p> <p><i>a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a</i></p>
--	--	---	--	--	---

					<p>la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</p> <p>b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</p> <p>c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación; y</p> <p>d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.</p> <p><b>10.1.4</b> El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La</p>
--	--	--	--	--	--

					<i>CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</i>
7	<b>ICE-DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b>	<p><b>10. Propuesta de cambio al texto planteado en el apartado 10.1.3</b></p> <p>En algunos documentos enviados por el EOR, no se logra identificar la procedencia de la información ni cual información fue utilizada. Es ahí donde sería valioso incluirla de alguna forma, de manera que se pueda mantener la trazabilidad de la información.</p>		<p><b>10. Propuesta de cambio al texto planteado en el apartado 10.1.3</b></p> <p>a) Informe bienal sobre contenido básico de la Base de Datos Regional para la planificación Regional, a más tardar el último día hábil del mes de febrero del primer año de elaboración de los estudios de planificación regional. <b>Este debe de contener un apartado indicando los insumos utilizados.</b></p> <p>b) Informe bienal de Diagnóstico de Mediano Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los estudios de planificación regional; <b>Este documento debe de contener un apartado indicando los insumos utilizados.</b></p> <p>c) Informe bienal de planificación indicativo de la expansión de la generación regional, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los estudios de planificación; <b>Este documento debe de contener un apartado indicando los insumos</b></p>	<p>Se le aclara al participante, que no se considera necesario incluir en la norma la frase "<i>los insumos utilizados</i>", siendo que para la elaboración del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el EOR tomará como insumo la base de datos regional.</p> <p>En virtud de ello, no se considera adecuado acoger el comentario realizado por el participante.</p>

				<p><b>utilizados.</b></p> <p>d) Informe bienal de planificación indicativo de la expansión de la transmisión regional de largo Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del primer año del periodo bienal de elaboración de los estudios de planificación; <b>Este documento debe de contener un apartado indicando los insumos utilizados.</b></p>	
8	<b>ICE, DIVISIÓN TRANSMISIÓN</b>		<p>8) Se establecen de manera detallada los estudios, directrices técnicas y de análisis económico a realizar para el desarrollo del SPGTR a mediano y largo plazo y a riesgo. Además de los informes y análisis que deben ser entregados por la EOR para su aplicación al sistema de planificación regional, como lo es el informe bienal básico de datos para planificación regional, informe bienal diagnóstico de mediano plazo, informe bienal indicativo de la planificación de la generación regional y el informe bienal indicativo de la planificación de la Transmisión regional.</p>		<p>Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.</p>



9	AES-PANAMÁ	Revisar las fechas de entrega de los informes de diagnósticos de los puntos, a, b, c y d.	Basado en el principio de transparencia.		<p>Se le indica al participante que, para mayor claridad de la norma, se ajusta el contenido de dicho numeral y se crea un nuevo numeral 10.1.4 al que se agrega parte del contenido del numeral comentado, por lo cual la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.1.3 Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:</i></p> <p><i>a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</i></p> <p><i>b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;</i></p> <p><i>c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación; y</i></p>
---	------------	---	--	--	--

					<p>d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.</p> <p><b>10.1.4</b> El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</p>
--	--	--	--	--	---

**NUMERAL 10.1.4 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	CNEE	<p><b>LITERAL A:</b></p> <p>Se sugiere indicar que los planes de expansión nacionales deben ser los aprobados por el ente que corresponde de cada país. Esta misma observación se aplica para los numerales 10.2.1.1 literal a y literal h.</p> <p><b>LITERAL B:</b></p> <p>La tasa de descuento vigente puede variar entre distintos países miembros debido a la regulación nacional. Se recomienda definir que será la vigente aprobada mediante resolución por la CRIE. Adicionalmente, es redundante con la propuesta de numeral 10.3.4.2 literal c).</p>		<p><b>LITERAL A:</b></p> <p>“[...] deberán entregar los planes de expansión de la generación y la transmisión aprobados por el ente planificador nacional que corresponde en cada país miembro, y la información correspondiente requerida para conformar la Base de Datos del SPGTR [...]”</p> <p><b>LITERAL B:</b></p> <p>“[...] valor de la tasa de descuento vigente aprobada por la CRIE mediante resolución [...]”</p>	<p><b>LITERAL A:</b></p> <p>Se acoge parcialmente el comentario efectuado por el participante. Adicionalmente, se indica que el presente numeral ha sido ajustado en distintos aspectos por comentarios de otros participantes, trasladando el contenido del numeral 10.1.4 al numeral 10.3.5.3.</p> <p><b>LITERAL B:</b></p> <p>Tomando en consideración lo indicado por el participante, en cuanto a "<i>Adicionalmente, es redundante con la propuesta de numeral 10.3.4.2 literal c).</i>", se observa dicha redundancia, por lo cual, sólo quedará recogido en el literal e) del numeral 10.3.4.1.</p> <p>Por otra parte, en cuanto a "<i>Se recomienda definir que será la vigente aprobada mediante resolución por la CRIE</i>", el Anexo J del Libro III del RMER, establece que el valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE anualmente. Por lo tanto, no se acoge su propuesta de ajuste.</p>
---	------	---	--	--	---

		<p><b>LITERAL C:</b> Este literal se repite con el numeral 10.3.4.2, sin embargo, no es totalmente coherente, se recomienda hacer una referencia.</p>		<p><b>LITERAL C:</b> “c) El EOR realizará un cierre de la conformación de la Base de Datos del SPGTR, conforme a las instrucciones del numeral 10.3.4.2 del presente Libro.”</p>	<p><b>LITERAL C:</b> Se acoge parcialmente el comentario efectuado por el participante. Adicionalmente, se indica que el presente numeral ha sido ajustado en distintos aspectos por comentarios de otros participantes, trasladando el contenido del numeral 10.1.4 al numeral 10.3.5.3; por lo tanto, la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>10.3.5.3 El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</i></b></p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo</i></p>
--	--	---	--	--	--

					que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.
2	CDMER	Se amplió la redacción para indicar <b>quien debe aprobar</b> el plan de expansión de la generación y transmisión nacional que debe incluir las Ampliaciones Planificadas de Transmisión Nacional o Ampliaciones Nacionales Planificadas. Con el texto actual los planes nacionales podrían no cumplir la formalidad correspondiente.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>“10.1.4 Otros hitos del proceso de planificación regional, son los siguientes:</p> <p>a) Primer día hábil de enero del primer año del periodo bienal: los OS/OM, deberán entregar los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional aprobados por la autoridad nacional correspondiente, que contengan las Ampliaciones Planificadas de Transmisión Nacional y la información correspondiente requerida para conformar la Base de Datos Regional para la planificación regional en formato digital. En su defecto, los OS/OM deberán entregar una versión preliminar de dicha información a efecto de que el EOR pueda comenzar con los estudios. En caso de no contar con la información en tiempo y forma, el</p>	<p>Se acoge parcialmente el comentario efectuado por el participante. Adicionalmente, se indica que el presente numeral ha sido ajustado en distintos aspectos por comentarios de otros participantes, trasladando el contenido del numeral 10.1.4 al numeral 10.3.5.3; por lo tanto, la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.3</b> <i>El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes,</i></p>

				EOR deberá estimar los datos faltantes informándolo al respectivo OS/OM;"	<i>estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS. La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.</i>
3	<b>EOR</b>	La propuesta indica en el numeral 10.1.4, que los estudios se pueden iniciar con “versiones preliminares de información”, ante la falta de información, lo cual, conlleva a ineficiencias del proceso y un mayor cargo para la tarifa regional, “doble procesamiento de datos, subutilización de recurso humano y equipos, pérdida de tiempo para cumplir con plazos, etc.” en cuanto que no es	Se propone eliminar de la propuesta regulatoria el literal b). La regulación menciona los Grupos de trabajo regionales, los cuales no son vinculantes, ni tienen un carácter decisorio en las decisiones que toma el EOR (Artículo 25, del Tratado Marco, numerales 1.5.5. y 1.8.6.1, libro I, RMER), adicionalmente dichos grupos, no tienen una personería legal, el EOR los constituye con una función de apoyo en los procesos que realiza no decisoria ni vinculante.	10.2.8. Principales hitos del proceso de la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional: a) Suministro de información nacional al EOR para la Base de Datos regional: deberá ser provista por los OS/OM a más tardar el <b>último día hábil de noviembre</b> del año previo a la elaboración de la planificación regional. b) <b>Política de integración eléctrica:</b> de estar disponible, será informada por el CDMER al EOR a más tardar el <b>último día hábil de octubre del</b> año previo al año que corresponde elaborar la	Al respecto, de los ajustes propuestos por el participante se le indica lo siguiente:  a) En cuanto a " <i>que los estudios se pueden iniciar con versiones preliminares de información</i> ", ante la falta de ésta, lo cual, conlleva a ineficiencias del proceso", se acoge su comentario de eliminar lo referente a que los estudios se pueden iniciar con información preliminar y se realiza el ajuste correspondiente.  b) Referente a " <i>La regulación menciona los Grupos de trabajo regionales</i> ", se considera que, aún y cuando el RMER se refiere indistintamente a grupos de trabajos regionales como comités

		<p>información oficial y definitiva, por lo que, no se prevé viable lo propuesto. la medida para mitigar una posible no entrega en tiempo de la información es ampliar los plazos para su entrega. Se propone cambios en la redacción, ordenamiento y organización de este numeral para su claridad</p>		<p>planificación regional.  c) Premisas técnicas: el EOR pondrá a disposición de la CRIE, el CDMER, OS/OM y ANCP, las premisas técnicas y la política de integración eléctrica regional de estar disponible esta última, a más tardar el último día hábil de febrero del año en que corresponda elaborar la Planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional y las publicará en su portal web.  d) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional: a remitirse por parte del EOR a la CRIE a más tardar el último día hábil de marzo del año que corresponde elaborar la planificación regional.  e) Reporte del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional: A ser remitido por el EOR a la CRIE, a más tardar el último día hábil de julio del año que corresponde elaborar la planificación regional; y  f) Reporte del estudio de la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación</p>	<p>técnicos, no se identifica ningún problema en utilizar en la propuesta normativa el término “<i>grupos de trabajo regionales</i>”, no obstante se elimina la intervención de estos grupos.  c) Respecto al ajuste propuesto por el participante en el literal a) no se acoge su comentario, toda vez que el numeral 5.1 del Libro III del RMER, faculta al EOR para que previa consulta con los OS/OMS defina los plazos para el suministro de la información.  d) Con relación a "<i>Se propone eliminar de la propuesta regulatoria el literal b).</i>", se acoge el comentario por lo que se realizará el ajuste correspondiente.  e) Referente a los ajustes propuestos en los literales b) y c), se le indica que se considera conveniente el orden dado en la propuesta regulatoria sometida a CP-02-2022 y por tanto, quedan establecidos en el nuevo numeral 10.3.5.3 (anterior 10.3.4.2 de la propuesta).  f) Se acogen parcialmente los ajustes propuestos por el participante; los literales del d) al f), quedan establecidos en el numeral 10.1.3 y el literal g) en un nuevo numeral 10.1.4, corriendo en lo que corresponda, la numeración del apartado.</p>
--	--	---	--	---	--

				<p>Regional de Largo Plazo: a ser remitido por el EOR a la CRIE, a más tardar el último día hábil de julio del año que corresponde elaborar la planificación regional.</p> <p>g) El Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional: a ser remitido por el EOR la CRIE a más tardar el último día hábil de diciembre del año que corresponde la elaboración de dicho Informe y publicarlo en el portal web del EOR.</p>	<p>Adicionalmente, se indica que el presente numeral ha sido ajustado en distintos aspectos por comentarios de otros participantes, trasladando su contenido al numeral 10.3.5.3. En virtud de lo anterior, se ajusta la propuesta regulatoria por lo cual se ajuste de la siguiente manera:</p> <p><b><i>10.3.5.3 El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</i></b></p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo</i></p>
--	--	--	--	---	---



					<p>que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.</p> <p><b>10.1.4</b> El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.</p>
4	<b>EOR</b>	Se adicionan en este literal, otras actividades que realiza el EOR y que no corresponden a la secuencia de actividades para realizar la planificación de la generación y transmisión regional y		10.2.9. Adicionalmente, el EOR realizará las siguientes actividades: a) De identificación y actualización de la definición de la RTR, conforme a lo establecido en el Capítulo 2 de este Libro. b) De Planeamiento Operativo de Mediano Plazo, conforme a lo establecido en el numeral 4.3 del	<p>Al respecto, se le indica al participante sobre los ajustes propuestos, lo siguiente:</p> <p>a) En cuanto a hacer referencia a la definición de la RTR en la normativa de planificación, resultaría redundante ya que la misma está contenida en el capítulo 2 del Libro III del RMER.</p>

		que están en el capítulo 10 del RMER suspendido.		Libro II del RMER. c) Sobre los beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo, a solicitud de la CRIE, que deberá presentar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, con base en los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador de la Ampliación; según lo establecido el numeral 11.3, de este Libro, y d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión.	<p>b) En cuanto a incluir el planeamiento operativo de mediano plazo en la normativa de planificación, resultaría redundante ya que el mismo está contenido en el capítulo 4 del Libro II del RMER.</p> <p>c) Con el objeto de facilitar la comprensión de la propuesta de norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>” se integran a lo que debe entenderse como “<i>Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial</i>”; en virtud de lo cual no corresponde efectuar el ajuste propuesto.</p> <p>d) Se considera pertinente, por lo que se acoge y quedará contenido en el literal d) del numeral 10.1.3 de la propuesta normativa.</p>
5	EPR	Incluir como un hito la entrega anual por parte de los OS/OM de los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional de corto plazo y la información requerida para la base de datos regional		10.1.4 Otros hitos del proceso de planificación regional, son los siguientes: a) Primer día hábil de enero de cada año: los OS/OM, deberán entregar los planes más actualizados de expansión de la generación y la transmisión nacional de corto plazo aprobados para un período entre 3 y 5 años y la información correspondiente	<p>Al respecto, se le indica al participante lo siguiente:</p> <p>a) Respecto a “<i>los planes más actualizados de expansión de la generación y la transmisión nacional de corto plazo aprobados para un período entre 3 y 5 años</i>”, no se acoge su propuesta de ajuste, siendo que, para efecto del proceso de planificación se requieren los planes de expansión</p>

				<p>requerida para conformar la Base de Datos Regional para la planificación regional de mediano plazo. En su defecto, los OS/OM deberán entregar una versión preliminar de dicha información a efecto de que el EOR pueda comenzar con los estudios. En caso de no contar con la información en tiempo y forma, el EOR deberá estimar los datos faltantes informándolo al respectivo OS/OM;</p> <p>b) Primer día hábil de enero del primer año del periodo bienal: los OS/OM, deberán entregar los planes de expansión <b>vigentes</b> de la generación y la transmisión nacional aprobados y la información correspondiente requerida para conformar la Base de Datos Regional para la planificación regional en formato digital. En su defecto, los OS/OM deberán entregar una versión preliminar de dicha información a efecto de que el EOR pueda comenzar con los estudios. En caso de no contar con la información en tiempo y forma, el EOR deberá estimar los datos faltantes informándolo al respectivo OS/OM;</p> <p>c) El EOR utilizará el valor de la tasa de descuento vigente</p>	<p>nacionales aprobados al momento de iniciar los estudios de planificación regional.</p> <p>b) Con relación a incluir el término "<i>vigentes</i>", se acoge la propuesta de ajuste, la cual quedará contenida en el nuevo numeral 10.3.5.3 de la propuesta normativa.</p> <p>c) Por otra parte, en cuanto a "<i>El EOR utilizará el valor de la tasa de descuento vigente aprobada por la CRIE</i>", el Anexo J del Libro III del RMER, establece que el valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE anualmente. Por lo tanto, no se acoge su propuesta de ajuste.</p>
--	--	--	--	---	--

				<p>aprobada por la CRIE;</p> <p>d) El EOR realizará un cierre de la conformación de la Base de Datos Regional para la planificación regional, con las recomendaciones elaboradas e informadas por el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), constituidos según lo indicado en el numeral 1.5.5 del Libro I del RMER, antes del último día hábil de febrero del primer año del estudio, prorrogable por un plazo máximo de quince (15) días hábiles.</p>	
6	INE, ENATREL, MEM	Las instituciones del Estado de Nicaragua e Instituciones privadas se encuentran de vacaciones en las dos últimas semanas del año y los primeros días del año.	N/A	<p>Tercer día hábil de la segunda semana de enero del primer año del periodo bienal: los OS/OM, deberán entregar los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional aprobados y la información correspondiente requerida para conformar la Base de Datos Regional para la planificación regional en formato digital. En su defecto, los OS/OM deberán entregar una versión preliminar de dicha información a efecto de que el EOR pueda comenzar con los estudios. En caso de no contar con la información en tiempo y forma, el</p>	<p>Se le indica al participante que, la Base de Datos Regional es conformada siguiendo lo que al efecto establece el apartado 5.1 del Libro III.</p> <p>Adicionalmente, se indica que el presente numeral ha sido ajustado en distintos aspectos por otros comentarios recibidos, modificándose lo pertinente al plazo comentado por los participantes. Asimismo, para una mayor claridad de la propuesta normativa se ha trasladado el contenido del numeral 10.1.4 al numeral 10.3.5.3, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.3</b> El EOR conformará la Base de</p>

				<p>EOR deberá estimar los datos faltantes informándolo al respectivo OS/OM;</p>	<p><i>Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</i></p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.</i></p>
--	--	--	--	---	---

7	UT	<p>Buscar la coherencia entre el año uno, que es el año de inicio del horizonte del estudio y el año cero, que es el año de elaboración del estudio y sus informes. Nuevamente los plazos indicados dan lugar a confusión. Por ejemplo, ¿es lo mismo el año previo al período bienal y el año de elaboración de informes?</p> <p>Si las sugerencias modifican el sentido original del texto, solicitamos explicar:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. ¿Cuál es la diferencia entre primer año bienal y año inicial del horizonte?</li> <li>2. ¿La fecha de entrega de insumos que tienen los OS/OM es el año inicial del horizonte.?</li> </ol>	<p>Establecimiento de reglas que sean claras en la reglamentación regional.</p>	<p>En la misma lógica del 10.1.3 se sugiere modificar el texto del literal a) para que se lea:</p> <p>“Primer día hábil de enero del <del>período bienal</del> año de elaboración de los estudios de planificación regional: Los OS/OM...”.</p> <p>Y, en el literal c) para que se lea: “...antes del último día hábil de febrero del <del>primer año del estudio</del> año de elaboración de los estudios de planificación regional, prorrogable...”</p>	<p>Tomando en consideración lo planteado, se acoge parcialmente su propuesta de ajuste del literal c). Adicionalmente, se indica que el presente numeral ha sido ajustado en distintos aspectos por comentarios de otros participantes, trasladando el contenido del numeral 10.1.4 al numeral 10.3.5.3, el cual se leerá de la siguiente forma:</p> <p><b>10.3.5.3</b> <i>El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</i></p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración</i></p>
---	----	--	---	---	---

					<i>del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.</i>
8	<b>AES PANAMÁ, S.R.L</b>	Se debe considerar que estos informes puedan ser sometidos a consulta pública, o apertura de comentarios, además los agentes del mercado deben poder solicitar dichas bases de datos.	Basado en el principio de transparencia.		Al respecto, se le indica al participante que la información contenida en la Base de Datos Regional Operativa es de libre acceso a los OS/OMS y a los Agentes. Ahora bien, en cuanto a que los “ <i>informes puedan ser sometidos a consulta pública, o apertura de comentarios, además los agentes del mercado deben poder solicitar dichas bases de datos</i> ”, se identifica que no sería viable someter los planes de expansión nacionales a consulta pública toda vez que los organismos regionales no tienen competencia para modificarlos. En virtud de lo anterior, no resulta procedente modificar la propuesta normativa derivado del comentario presentado.

**NUMERAL 10.1.5 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	La redacción era omisa en cuanto a la publicación de la política de integración eléctrica regional.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>En la primera semana del mes de octubre, previo al primer año del periodo bienal, el EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional. Si para el último día hábil de noviembre previo al periodo bienal, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, las cuales remitirá al CDMER para su consideración a más tardar el último día hábil del mes de diciembre previo al primer año del periodo bienal. El EOR, con o sin el pronunciamiento del CDMER, formalizará y publicará la política de integración eléctrica regional o las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero.</p>	<p>Al respecto, se le indica al participante que se acoge parcialmente su propuesta de ajuste por lo que la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>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. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, debiendo formalizar y publicar la política de integración eléctrica regional o las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional.</i></p>



2	<b>EOR</b>	<p>La redacción parece dar una baja relevancia a la política de integración eléctrica, Igual a la participación del CDMER. Para mejor comprensión se propone cambio en la redacción.</p> <p>Lo propuesto en este numeral está contenido en el literal c) del numeral 10.2.8, de la propuesta EOR.</p>		<p><del>10.1.5 En la primera semana del mes de octubre, previo al primer año del periodo bienal, el EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional. Si para el último día hábil de noviembre previo al periodo bienal, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, las cuales remitirá al CDMER para su consideración a más tardar el último día hábil del mes de diciembre previo al primer año del periodo bienal. El EOR, con o sin el pronunciamiento del CDMER, formalizará y publicará las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero.</del></p>	<p>En cuanto a lo manifestado por el participante respecto a "<i>La redacción parece dar una baja relevancia a la política de integración eléctrica, Igual a la participación del CDMER.</i>", se le indica que la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, en consistencia con lo establecido en el artículo 16 del Segundo Protocolo del Tratado Marco, desarrolla lo pertinente a la política de integración eléctrica, dejándola establecida en un numeral específico. En razón de lo anterior, el ajuste propuesto por el participante de incorporarla en un numeral "<i>Principales hitos del proceso de la planificación</i>", no se considera adecuado, por lo que no se acoge dicho ajuste.</p>
3	<b>CNEE</b>	<p>Se reitera la Observación General no. 5 OBSERVACIÓN 5. Se considera que el CDMER es el foro adecuado para discutir y tomar decisiones sobre inversiones de transmisión regional, sin embargo, en el artículo 16 del Segundo Protocolo del Tratado</p>			<p>Se le aclara al participante, que el Segundo Protocolo establece que el CDMER estará constituido por un representante de cada Estado Parte, que tenga competencia con la formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER. Asimismo, el CDMER, es el ente responsable de impulsar el desarrollo del MER y deberá adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos.</p>

		<p>Marco, se establece literalmente que: “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...”. en ese sentido, el Tratado Marco y sus Protocolos, no contemplan la formulación de una política de integración eléctrica regional por parte del CDMER, por lo que, se recomienda incluir claramente dicha función, en una futura modificación del Tratado Marco del MER, antes de incluir el numeral 10.1.5 en el RMER, así como los numerales 10.3.4.3 literal b y 10.3.2.2 del Libro III del RMER y cualquier otro numeral que haga referencia a la función que se le</p>			<p>Adicionalmente, el CDMER es responsable, entre otros, de procurar que se realicen gradualmente las modificaciones de las regulaciones nacionales armonizándolas con la regulación regional, para el funcionamiento adecuado del MER; es en ese sentido, considerando que es necesario establecer una directriz para el desarrollo y crecimiento del MER y siendo que los representantes del CDMER tienen competencia para formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER, se tiene que lo planteado en la propuesta de la CP-02-2022 está alineado con lo establecido en el Tratado Marco.</p> <p>Por su parte, se estima conveniente contar con una política de integración eléctrica regional con el objetivo de que los lineamientos ahí contenidos contribuyan en la elaboración del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional. En virtud de lo anterior, no se acoge el comentario del participante.</p>
--	--	---	--	--	--

		pretende otorgar al CDMER, en este tema de la formulación de una política de integración eléctrica regional.			
4	<b>ENATREL, INE, MEM</b>	El EOR debe contar siempre con el pronunciamiento del CDMER, mediante gestión de la CRIE, respetando la jerarquía correspondiente.	Artículos 16, 17 y 18 del Tratado Marco	10.1.5 En la primera semana del mes de octubre, previo al primer año del periodo bienal, el EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional. Si para el último día hábil de noviembre previo al periodo bienal, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, las cuales remitirá al CDMER para su consideración a más tardar el último día hábil del mes de diciembre previo al primer año del periodo bienal. El EOR, con el pronunciamiento del CDMER, formalizará y publicará las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero.	Tomando en consideración lo establecido en los artículos 17 y 19 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, el CDMER se apoyará en la CRIE y el EOR, para cumplir con las atribuciones otorgadas por dicho instrumento, no indicándose una jerarquía de un órgano frente a otro, al contrario, se dispone claramente que las citadas instituciones establecerán mecanismos de coordinación en el ámbito de responsabilidad de cada una de ellas. En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por los participantes.

5	UT	Buscar la coherencia entre el año uno, que es el año de inicio del horizonte del estudio y el año cero, que es el año de elaboración del estudio y sus informes	Establecimiento de reglas que sean claras en la reglamentación regional.	<p>En la misma lógica del 10.1.3 se sugiere modificar el texto para que se lea de la siguiente manera:</p> <p>“En la primera semana del mes de octubre, <del>previo al primer año del periodo bienal</del> del año de elaboración de los estudios de planificación regional, el EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional. Si para el último día hábil de noviembre <del>periodo bienal</del> del año de elaboración de los estudios de planificación regional, el CDMER no emite (...) las cuales remitirá al CDMER para su consideración a más tardar el último día hábil del mes de diciembre <del>primer año del periodo bienal</del> del año de elaboración de los estudios de planificación regional”</p>	<p>Al respecto, se le indica al participante que se acoge parcialmente su propuesta de ajuste y para mayor comprensión de la norma, se modifica la propuesta normativa, por lo que se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>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. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, debiendo formalizar y publicar la política de integración eléctrica regional o las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional.</i></p>
---	----	---	--	---	---

**NUMERAL 10.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>EOR</b>	Esta sección detalla alcances, por lo cual se propone que se identifique desde acá el apartado de los alcances de los estudios.		<del>10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo</del>	Al respecto se le indica al participante que no se considera necesario realizar el ajuste propuesto, toda vez que el alcance del diagnóstico de mediano plazo estará incluido en el nuevo numeral 10.2.2 de la propuesta regulatoria.
2	<b>CNEE</b>	Guardar concordancia entre los títulos y el contenido.		"10.2 Diagnostico de Mediano Plazo de la RTR."	Se considera que el título del apartado lleva concordancia con los numerales que lo integran, por lo tanto, no se acoge el ajuste propuesto.
3	<b>AES PANAMÁ, S.R.L</b>	Consulta de estructura organizacional	Conocer la entidad competente en materia de planificación	Las ANCP serán instituciones que ya existen o se crearan nuevas?	Se le aclara al participante, que la ANCP no es una figura contemplada en la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022; sin embargo, si se refiere a las entidades nacionales encargadas de la planificación a quienes el EOR se puede abocar directamente o a través de los OS/OM, dichas entidades nacionales no son creadas por esta propuesta regulatoria, sino que son creadas a través de la normativa interna de cada país miembro.

**NUMERAL 10.2.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR			10.3. Alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR	Aún y cuando el participante no indicó razones de hecho o de derecho para realizar el ajuste propuesto, se le indica que no se considera necesario eliminar la frase “ <i>de los estudios de</i> ”. Por otra parte, se informa que los alcances del diagnóstico de mediano plazo estarán contenidos en el nuevo numeral 10.2.2 de la propuesta normativa.

**NUMERAL 10.2.1.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	Se reiteran los argumentos de la Observación General no. 6. OBSERVACIÓN 6. La propuesta es que el COIIM sea conceptualizado a lo largo del RMER como una referencia y no como una meta: dado que, en todo caso, la planificación regional, al cumplir el			Al respecto, de lo planteado por el participante referente a “ <i>es un concepto que indican las disposiciones del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, pudiendo no estar conforme al principio de gradualidad, dado que la CRIE al establecer un valor objetivo, estaría dando la señal de realizar inversiones de transmisión para lograr ese objetivo, sin tener la garantía que va a necesitarse dicha capacidad, o hacerse uso de la misma</i> ” es necesario aclararle que de conformidad con el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, el plan de

		<p>procedimiento propuesto, podría elaborar escenarios y obtener resultados con varios valores de referencia y no solo con un valor en MW, como esta propuesto actualmente: así mismo, es necesario dale una definición, considerando que solo se ha agregado como acrónimo.</p> <p>El concepto denominado “capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros” o COIIM, que incluso se encuentra contenido en el RMER vigente, es un concepto que indican las disposiciones del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, pudiendo no estar conforme al principio de gradualidad, dado que la CRIE al establecer un valor</p>			<p>expansión de la generación y la transmisión regional es de carácter indicativo, por lo que dicha propuesta no pretende imponer ampliaciones de transmisión nacionales a los países miembros.</p> <p>Finalmente, no se identificándose una propuesta de ajuste concreta, se toma nota de lo planteado por el participante.</p>
--	--	--	--	--	--

		objetivo, estaría dando la señal de realizar inversiones de transmisión para lograr ese objetivo, sin tener la garantía que va a necesitarse dicha capacidad, o hacerse uso de la misma.			
2	<b>CDMER</b>	Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  10.2.1.1 Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR son los siguientes:  a) Con base en los escenarios previsibles de la generación y de demanda nacional que sean representativos del funcionamiento eléctrico del SER, sin transferencias de potencia entre países, identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional pendientes cumpliendo con los CCSD;  b) Revisar la capacidad operativa de transmisión de la RTR para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda nacional, que cumplan con los CCSD y verificar si se cumple con el numeral 10.1.2;	Al respecto de lo planteado, se le indica al participante que se acoge su comentario en cuanto es necesario identificar a qué tipo de ampliación nacional se refiere; no obstante, se aclara que la denominación a utilizar es “Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM”. En razón de lo anterior, se harán los ajustes correspondientes en la propuesta normativa.



				<p>c) Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros, cumpliendo con los CCSD y proponer en cada caso, las eventuales medidas correctivas o preventivas acorde con los tiempos y recursos disponibles en la RTR;</p> <p>d) Identificar las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM, cumpliendo con los CCSD;</p> <p>e) Evaluar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad nominal, cuando estos resulten una limitante para las ampliaciones de transmisión nacional o de la generación nacional;</p> <p>f) El EOR deberá indicar los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>condiciones operativas de las instalaciones de transmisión, que se encuentran en servicio;</p> <p>g) El EOR empleará las herramientas tecnológicas del Anexo G del Libro III del RMER y se deberán realizar al menos los siguientes estudios: i) análisis de flujos de carga, ii) análisis de contingencias, iii) análisis de curvas potencia-voltaje y potencia reactiva-voltaje (PV/QV), iv) análisis de estabilidad transitoria y v) análisis por variaciones de la generación eólica y solar;</p> <p>h) El EOR remitirá a las entidades nacionales de planificación involucradas, que se han identificado 3 ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM y solicitará su opinión sobre las mismas.</p>	
3	<b>EOR</b>	Se recomienda ajustes de ordenamiento de redacción. Respecto a literal a), el objetivo no sería revisar, sino determinar la capacidad operativa de transmisión. Sobre el literal c), la labor de	<p>Por claridad y simplicidad de la norma deben considerarse alcances bien definidos y claros.</p> <p>Los procedimientos deben abordarse por aparte de los alcances para no causar confusión en la norma y dar claridad y definición en la</p>	<p>10.3.1. El EOR como parte de la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional, realizará el estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, para un horizonte de tres (3) años contados a partir del siguiente año en que se inicia el estudio, con los</p>	<p>Al respecto, se le indica al participante que se acoge parcialmente su propuesta de ajuste. Asimismo, derivado de los ajustes aceptados y para mantener la congruencia con la propuesta normativa, la misma se ajusta y se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo</b></p>

		<p>identificar restricciones en la red de transmisión es parte de las actividades para identificar las ampliaciones para la COIIM, por tanto, para simplicidad de la norma hay que eliminar esta indicación. En el literal d) hay redundancia de lo que se indica. La tarea indicada en literal e) forma parte de lo indicado en d). El literal d) se propone eliminarlo, en cuanto que es un diagnóstico con un horizonte de mediano plazo, no correspondiendo identificar soluciones y recomendaciones inversiones para resolver los problemas de la red de transmisión. La solución de problemas de transmisión y recomendación de Ampliaciones se desarrolla en la Planificación de largo plazo contenida en los numerales 10.4.1,</p>	<p>estructura de su contenido. El cómo se realizan los análisis, se desarrolla en la sección de procedimientos en el numeral 10.6.3 de lo propuesto por el EOR.</p>	<p>siguientes alcances: a) Determinar la capacidad operativa de transmisión de la RTR. b) Identificar los incumplimientos a los CCSD en las redes de transmisión nacionales en condiciones sin transferencias de potencia y las restricciones a la capacidad operativa de transmisión de la RTR para alcanzar y mantener la COIIM.</p> <p>10.3.2. El EOR revisará con los OS/OM y las ANCP los resultados del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR.</p>	<p><b>10.2.1 Objetivo.</b> <i>El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.</i></p> <p><b>10.2.2 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo</b></p> <p><b>10.2.2.1</b> <i>Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, son los siguientes:</i></p> <p>a) <i>Identificar los incumplimientos a los CCSD en el SER sin transferencias de potencia entre pares de países adyacentes;</i></p> <p>b) <i>Determinar la Capacidad Operativa de Transmisión para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de generación y demanda nacional, que cumplan con los CCSD; y</i></p> <p>c) <i>Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.</i></p>
--	--	--	---	--	---

		<p>10.6.4, 10.6.5, 10.6.5.1, 10.6.5.3, de la propuesta del EOR. Respecto a f), considerando que los criterios de referencia son los CCSD no debería usarse términos que no están normados, como congestión. Siempre sobre literal f) respecto a la necesidad de compensación reactiva ya es parte de lo que se debería reportar en la tarea del literal d). Respecto al literal g), ya son aspectos de procedimientos que necesariamente deberían estar detallados, por lo tanto, se recomienda pasarlo a una sección de procedimientos, desarrollando el detalle de cómo deben realizarse los análisis. Respecto a g) ii). Los análisis de variaciones de generación eólica y solar no tienen solución en el ámbito de la transmisión regional</p>			
--	--	---	--	--	--

		<p>sino en ámbito de las reservas de generación. Este tipo de estudios es en si un estudio con requerimientos de información muy particular y de una especialidad diferente a lo que se ha considerado en el Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR. Vale la pena resaltar que por eso se hace referencia a la RTR porque los estudios y soluciones deben enfocarse a la red de transmisión.</p>			
4	AMM	<p>El MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros, los cuales se rigen por sus propias normativas, los entes nacionales solo pueden suministrar información técnica en coordinación con los OS/OM, sin interferir en funciones de los entes nacionales.</p>	<p>De conformidad con lo establecido en el RMER (L.I 1.4.1, literal e; y L.II 3.2.1), el MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el literal “h)”. El EOR remitirá <b>a través del OS/OM</b> a las entidades nacionales de planificación involucradas, que se han identificado ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y solicitará su opinión sobre las mismas.</p>	<p>De conformidad con al artículo 25 del Tratado Marco, el EOR fue dotado por parte de los Estados que suscribieron el Tratado Marco, de personalidad jurídica propia que le faculta, como a cualquier otra persona jurídica, para que, con sujeción a las normas nacionales pueda solicitar información a las entidades competentes de la planificación de la generación y la transmisión a nivel nacional. Siendo que los OS/OM, en la mayoría de los casos no son los responsables de desarrollar la planificación nacional, se considera conveniente no limitar al EOR a una vía de obtención de la información necesaria</p>

					<p>para la planificación regional. No obstante, en cuanto al flujo de la información, se indica que se acoge parcialmente la propuesta presentada, toda vez que se considera factible que el EOR se apoye en los OS/OM para obtener la información necesaria; sin embargo, se mantiene la posibilidad de que el EOR, de considerarlo necesario, pueda acudir directamente a la entidad nacional encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional. Adicionalmente, se le indica que, con el objetivo de mejorar la organización y claridad de la propuesta de norma, se traslada al nuevo numeral 10.2.1 denominado “Objetivo” [del Diagnóstico de Mediano Plazo]. En razón de lo anterior, el referido numeral se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.2.1 Objetivo. El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico con las entidades nacionales correspondientes.</i></p>
5	<b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY,</b>	El MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros,	De conformidad con lo establecido en el RMER (L.I 1.4.1, literal e; y L.II 3.2.1), el MER es un	Se propone la siguiente redacción para el literal “h)” El EOR remitirá a través del OS/OM a las entidades nacionales	De conformidad con al artículo 25 del Tratado Marco, el EOR fue dotado por parte de los Estados que suscribieron el Tratado Marco, de personalidad jurídica

	<p><b>SECACAO, CHOLOMA</b></p>	<p>los cuales se rigen por sus propias normativas, los entes nacionales solo pueden suministrar información técnica en coordinación con los OS/OM, sin interferir en funciones de los entes nacionales.</p>	<p>mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros.</p>	<p>de planificación involucradas, que se han identificado ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y solicitará su opinión sobre las mismas.</p>	<p>propia que le faculta, como a cualquier otra persona jurídica, para que, con sujeción a las normas nacionales pueda solicitar información a las entidades competentes de la planificación de la generación y la transmisión a nivel nacional. Siendo que los OS/OM, en la mayoría de los casos no son los responsables de desarrollar la planificación nacional, se considera conveniente no limitar al EOR a una vía de obtención de la información necesaria para la planificación regional. No obstante, en cuanto al flujo de la información, se indica que se acoge parcialmente la propuesta presentada, toda vez que se considera factible que el EOR se apoye en los OS/OM para obtener la información necesaria; sin embargo, se mantiene la posibilidad de que el EOR, de considerarlo necesario, pueda acudir directamente a la entidad nacional encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional. Adicionalmente, se les indica que con el objetivo de mejorar la organización y claridad de la propuesta de norma, se traslada al nuevo numeral 10.2.1 denominado “<i>Objetivo</i>” [del Diagnóstico de Mediano Plazo]. En razón de lo anterior, el referido numeral se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.2.1 Objetivo. El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa</i></p>
--	--------------------------------	---	---	--	--

					<i>el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico con las entidades nacionales correspondientes.</i>
6	<b>ENATREL, INE, MEM</b>	<p><b>OBSERVACIÓN 1:</b> Las ampliaciones no tienen limitantes, son las transferencias las que pueden ser limitadas.</p> <p><b>OBSERVACIÓN 2:</b> Se debe de guardar la jerarquía para el flujo de información, establecida en el RMER.</p>		<p><b>OBSERVACIÓN 1:</b> e) Evaluar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad nominal, cuando estos resulten una limitante para los niveles de transferencias comprometidos.</p> <p><b>OBSERVACIÓN 2:</b> El EOR remitirá a los OS/OM, que se han identificado ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y solicitará su opinión sobre las mismas.</p>	<p><b>OBSERVACIÓN 1:</b> Tomando en consideración el ajuste propuesto por los participantes, se indica que en el diagnóstico de mediano plazo el EOR identificará los incumplimientos a los CCSD en el SER sin considerar transferencias entre países y no se identificarán ampliaciones o equipos asociados a la RTR por considerarse que un horizonte de estudios de 3 años es muy limitado para dicho fin; por lo que, lo contenido en el literal e) no es parte de los alcances de dicho diagnóstico. En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto, adicionalmente se identificó necesario eliminar el referido literal.</p> <p><b>OBSERVACIÓN 2:</b> De conformidad con al artículo 25 del Tratado Marco, el EOR fue dotado por parte de los Estados que suscribieron el Tratado Marco, de personalidad jurídica propia que le faculta, como a cualquier otra persona jurídica, para que, con sujeción a las normas nacionales pueda</p>



					<p>solicitar información a las entidades competentes de la planificación de la generación y la transmisión a nivel nacional. Siendo que los OS/OM, en la mayoría de los casos no son los responsables de desarrollar la planificación nacional, se considera conveniente no limitar al EOR a una vía de obtención de la información necesaria para la planificación regional. No obstante, en cuanto al flujo de la información, se indica que se acoge parcialmente la propuesta presentada, toda vez que se considera factible que el EOR se apoye en los OS/OM para obtener la información necesaria; sin embargo, se mantiene la posibilidad de que el EOR, de considerarlo necesario, pueda acudir directamente a la entidad nacional encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional. Adicionalmente, se les indica que, con el objetivo de mejorar la organización y claridad de la norma, se traslada al nuevo numeral 10.2.1 denominado “Objetivo” [del Diagnóstico de Mediano Plazo].</p> <p>En razón de lo anterior, se le indica a los participantes que con el fin de mejorar la estructura de la propuesta regulatoria y en atención a otros comentarios recibidos, se realizaron modificaciones, por lo cual, la propuesta normativa se leerá de la siguiente manera:</p>
--	--	--	--	--	--

					<p><b>10.2.1 Objetivo.</b> <i>El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico con las entidades nacionales correspondientes.</i></p> <p><b>10.2.2 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo</b></p> <p><b>10.2.2.1</b> <i>Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, son los siguientes:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) <i>Identificar los incumplimientos a los CCSD en el SER sin transferencias de potencia entre pares de países adyacentes;</i></li> <li>b) <i>Determinar la Capacidad Operativa de Transmisión para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de generación y demanda nacional, que cumplan con los CCSD; y</i></li> <li>c) <i>Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.</i></li> </ul>
--	--	--	--	--	---

7	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	<p>1. Los diagnósticos deben considerar dentro de las Transacciones del MER a los Contratos Regionales, actualmente no se cumple el objetivo de un contrato de mediano o largo plazo por la falta de inclusión de dichos Contratos en la realización de estos estudios. 2. Con el propósito de incentivar una mayor participación y competitividad en el sector eléctrico es necesario diagnósticos y planificación que consideren los contratos regionales a largo plazo, para lograr gradualmente un mercado eléctrico regional.</p>	<p>Artículo 1. El presente Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente. Artículo 2. Los fines del Tratado son: (...) b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que establezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social. c. Incentivar un mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico.</p>	<p>Se sugiere modificar el numeral 10.2.1.1 del Libro III del RMER de la siguiente manera: “(...) <i>Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR son los siguientes :a) Con base a los escenarios previsibles de la generación, <b>Contratos Regionales Existentes, Contratos Regionales de Largo Plazo y Contratos Regionales de Mediano Plazo</b> y de demanda nacional, que sean representativos del funcionamiento eléctrico del SER, sin transferencias de potencia entre países, a efecto de identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional cumpliendo con los CCSD; b) Revisar la capacidad operativa de transmisión de la RTR para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de la generación, <b>Contratos Regionales Existentes, Contratos Regionales de Largo Plazo y Contratos Regionales de Mediano Plazo</b> y demanda nacional, que cumplan con los CCSD y verificar si cumple con el numeral 10.1.2; c) Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales, para alcanzar y</i></p>	<p>Se le indica al participante, que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, es mejorar la norma que rige el procedimiento de la planificación de la generación y la transmisión regional, no así la incorporación de nuevos criterios o conceptos distintos al tema sometido a consulta pública, tales como: Contratos Regionales Existentes, Contratos Regionales de Largo Plazo y Contratos Regionales de Mediano Plazo y capacidad de importación nacional; en virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por el participante.</p>
---	-------------------------------	--	--	--	---

				<p><i>mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros, cumpliendo con los CCSD y proponer en cada caso, los eventuales medidas correctivas o preventivas acorde con los tiempos y recursos disponibles en la RTR; d) Identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIM y la <b>Capacidad de Importación Nacional</b>, necesarias para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros, cumpliendo con los CCSD; e) Evaluar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad nominal, cuando estos resulten una limitante para las ampliaciones de transmisión regional o de la generación regional e importaciones; f) El EOR deberá indicar los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, restricciones en la <b>capacidad de importación</b>, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las</i></p>
--	--	--	--	---

				<p><i>instalaciones de transmisión, que se encuentran en servicio; g) El EOR empleará las herramientas tecnológicas del Anexo G del Libro III del RMER y se deberán realizar al menos los siguientes estudios: i) análisis de flujos de carga, ii) análisis de contingencias, iii) análisis de curvas de potencia – voltaje y potencia reactiva- voltaje (PV/QV), iv) análisis de estabilidad transitoria y v) análisis por variaciones de la generación eólica y solar; h) El EOR remitirá oportunamente a las entidades nacionales de planificación involucradas, que se han identificado ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y Capacidad de Importación Nacional y solicitará su opinión sobre las mismas”</i></p>	
<b>NUMERAL 10.2.2.1 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE

1	CNEE	El Libro III contiene en el capítulo 17 y 18, y en el Anexo G, indicaciones al respecto de los estudios que deben realizarse, no ayuda a la regulación establecer un parámetro distinto para el Diagnóstico de Mediano Plazo, cuando se supone que los resultados de este informe serán utilizados en otros documentos del SPGTR.		“[...] simulando el SER mediante los estudios correspondientes establecidos en el Capítulo 18 del presente Libro, y confirmando que las sobrecargas y violaciones de voltaje [...]”	Al respecto, de lo planteado por el participante se le indica que derivado de otros comentarios, la sección comentada fue eliminada por lo cual no se acoge la propuesta presentada.
2	EOR	Se propone consolidar lineamientos y procedimientos en una sola sección. Para evitar discrecionalidad en el desarrollo del proceso, es necesario un mayor detalle del procedimiento.	Para simplicidad de la norma, se propone reubicar los aspectos contenidos en esta sección. Se abordan todos los temas relacionados a lineamientos y procedimientos en una sola sección de procedimientos, en el numeral 10.6.3, de lo propuesto por el EOR.	<del>10.2.2 Lineamientos de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo</del> 10.2.2.1 El EOR al elaborar los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos: a) Estimación de la capacidad operativa futura por medio de análisis de curvas potencia voltaje (PV) que existirán entre países adyacentes, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano e invierno. No se considerarán condiciones limitantes al nivel de transferencia, las sobrecargas y violaciones de voltaje que se	Se acoge parcialmente la propuesta de ajuste únicamente en cuanto lo que respecta a reubicar los aspectos contenidos en el numeral 10.2.2. En cuanto a lo indicado respecto a que se denomine este numeral como procedimiento, debe indicarse que el contenido del mismo no cumple con ser un método para ejecutar el estudio de diagnóstico, sino que establece una serie de lineamientos que debe observar el EOR para desarrollar el mismo. En virtud de lo anterior, se modifica la propuesta normativa, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>10.2.3.1 Con base en los escenarios previsibles de generación y demanda</i>

				<p>identificaron para los estados sin transferencias, a menos que se identifique que la condición de sobrecargas y violaciones de voltaje progresa con el incremento de transferencias entre las áreas de control bajo análisis; b) Determinación de sobrecargas y violaciones de voltaje, en condiciones sin transferencia en cada área de control; c) Se identificarán soluciones preliminares a las sobrecargas y violaciones de voltaje, que se confirmaron como restrictivas al incremento de transferencias; d) Se verificará la efectividad de las soluciones preliminares a las sobrecargas y violaciones de voltaje, simulando el SER por medio de corridas de flujo de carga y simulaciones dinámicas en condición N y N-1 y confirmando que las sobrecargas y violaciones de voltaje restrictivas a las transferencias han desaparecido y no han aparecido nuevos incumplimientos de los ceso, en tal caso, se continuará el proceso para determinar soluciones complementarias; e) Se realizará análisis por medio de curvas Potencia Reactiva Voltaje (QV) para establecer</p>	<p>del SER, el EOR deberá cumplir los siguientes lineamientos:</p> <p>a) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples;</p> <p>b) Estimar la Capacidad Operativa de Transmisión, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, de estación seca y húmeda, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias; y</p> <p>c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.</p>
--	--	--	--	---	--

				conclusiones sobre las reservas de potencia reactiva y se determinarán en forma preliminar las estrategias de compensación reactiva que sean convenientes.	
3	<b>EPR</b>	<p>En los estudios se deben incluir todas las opciones tecnológicas y se debe precisar de una forma mas clara las simulaciones a realizar. Se sugiere incluir lineamientos adicionales para tener en cuenta en los estudios de DMP en cuanto a los proyectos a considerar para las ampliaciones regionales y los criterios para hacer los análisis.</p> <p>Así mismo, la capacidad operativa identificada debe corresponder a la COIIM real y se debe comparar con la COIIM aprobada por la CRIE para definir las desviaciones e identificar soluciones. Es importante definir de una forma transparente y eficiente</p>		<p>a) Considerar como candidatos de ampliaciones regionales: Líneas cortas, ampliaciones, reconfiguración y digitalización de subestaciones, instalación de módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), en subestaciones o en líneas conectados en serie o en paralelo pertenecientes a la Transmisión Regional con los equipos necesarios para su conexión, cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, y los demás que el EOR considere dada la evolución tecnológica que vaya ocurriendo en la transmisión de energía eléctrica incluyendo los sistemas de almacenamiento con baterías, etc.</p> <p>b) Estimación de la capacidad operativa futura por medio de análisis de curvas potencia voltaje (PV) que existirán entre países adyacentes, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano e</p>	<p>En cuanto a los ajustes propuestos por el participante, se tiene que:</p> <p>a) Respecto a incluir consideraciones referentes a las ampliaciones regionales, se le aclara, que el diagnóstico de mediano plazo identificará los incumplimientos a los CCSO sin considerar transferencias entre países, siendo en el estudio de largo plazo donde se identificará las ampliaciones. Por lo tanto, no es adecuado referirnos a este detalle en los lineamientos establecidos para el diagnóstico de mediano plazo.</p> <p>b) Con relación a "<i>Es importante definir de una forma transparente y eficiente el procedimiento para calcular</i>", es importante aclarar al participante que el numeral en que se proponen realizar los ajustes, se refiere a los lineamientos en que se basarán los estudios de mediano plazo, no siendo oportuno desarrollar procedimientos. Asimismo, le corresponderá al EOR recomendar a la CRIE cuando corresponda, fijar un nuevo valor de COIIM sustentado en análisis técnicos y económicos.</p> <p>c) Se consideró que, para mejorar la estructura de la propuesta normativa, se hizo necesario ajustar los lineamientos</p>



		<p>el procedimiento para calcular y aprobar la COIIM mínima entre pares de Países Miembros:</p> <p>Considerando que las ampliaciones regionales incluyendo la línea SIEPAC funcionan en paralelo con los sistemas de transmisión nacional, la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM) dependerá de la interdependencia de las dos redes (Regional y Nacional); por tanto, definir una sola capacidad operativa para todos los enlaces entre países conduce a exigir capacidades operativas ineficientes y por ende ampliaciones nacionales y regionales ineficientes; es importante tener en cuenta que no es lo mismo capacidad operativa que límite térmico, normalmente</p>		<p>invierno. No se considerarán condiciones limitantes al nivel de transferencia, las sobrecargas y violaciones de voltaje que se identificaron para los estados sin transferencias, a menos que se identifique que la condición de sobrecargas y violaciones de voltaje progresa con el incremento de transferencias entre las áreas de control bajo análisis. Esta capacidad operativa corresponderá a la COIIM real entre pares de países miembros, para lo cual se determinará la COIIM promedio para los 3 años del horizonte del Diagnostico de Mediano Plazo y se comparará con la aprobada por la CRIE para determinar las desviaciones e identificar las soluciones para eliminar la desviación.</p> <p>c) ...</p>	<p>establecidos para el diagnóstico de mediado plazo, no incluyendo en dichos lineamientos, detalles que se desarrollarán en los estudios de largo plazo. En razón de lo anterior, no se acogen los ajustes propuestos por el participante.</p>
--	--	--	--	---	---

		la COIIM es igual o menor al límite térmico			
<b>NUMERAL 10.3 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	Se propone no utilizar el título que se ha propuesto//Simplificar la estructura de la norma.		10.3 Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo	Al respecto, se le indica al participante que no se considera necesario realizar el ajuste propuesto, en cuanto a simplificar la estructura de la norma, toda vez que el título del apartado permite ubicar el contenido con facilidad.
2	ENATREL, INE, MEM	El Tratado Marco solo se refiere a la Planificación de la Transmisión y a la Generación como indicativa		Planificación de la Generación Indicativa y la Transmisión Regional de Largo Plazo	Al respecto, se le indica a los participantes que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, se refiere al plan que deriva de la actividad de planificación como indicativo y no en sí a la actividad de planificar. En razón de lo anterior, no se considera necesario realizar el ajuste propuesto, toda vez que queda establecido en la normativa que el plan es de carácter indicativo.

**NUMERAL 10.3.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR		Se propone cambio conforme artículo 28, del Tratado Marco.	<b>10.4 Alcances de la planificación de la expansión indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.</b>	Al respecto, se le indica al participante que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, se refiere al plan que deriva de la actividad de planificación como indicativo y no en sí a la actividad de planificar. En razón de lo anterior, no se considera necesario realizar el ajuste propuesto, toda vez que queda establecido en la normativa que el plan es de carácter indicativo.

**NUMERAL 10.3.1.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	Redactar correctamente el término "transmisión"		" [...] aquellas ampliaciones de transmisión regional que logren satisfacer los criterios de [...]"	En virtud de lo indicado por el participante, se realizará el ajuste correspondiente.

2	CDMER	Se deben identificar con claridad los Comités Técnicos referidos y su retroalimentación no debe ser vinculante ya que el EOR es el responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos. Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>Los alcances de la Planificación de la Transmisión Regional de largo plazo, permitirán identificar las Ampliaciones de la Transmisión Regional que:</p> <p>a) Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.3.4.6;</p> <p>b) Cumplan con los CCSD a nivel regional. El proceso de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, debe considerar las revisiones técnicas no vinculantes de los Comités Técnicos del EOR (CTPET y CTPEG) acerca de las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIM identificadas en los estudios de diagnóstico de mediano plazo;</p> <p>c) Signifiquen un incremento de la capacidad de transmisión regional más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, establecida por la CRIE, tomando en cuenta las</p>	<p>Se le indica al participante, lo siguiente:</p> <p>a) Respecto a incluir la denominación de los comités técnicos (CTPEG y CTPET) y cuyas revisiones técnicas no son vinculantes, se le indica que en atención lo establecido en el numeral 1.5.5.1 del Libro I del RMER, los OS/OM y los Agentes colaborarán con los grupos de trabajo regionales que convoque el EOR para realizar estudios de cualquier índole y tomando en consideración el comentario planteado por otro participante, no se estima conveniente crear los comités antes referidos.</p> <p>b) En cuanto a incluir el término "<i>pendientes</i>", se considera pertinente identificar a qué tipo de ampliación nacional se refiere; en este sentido, resulta conveniente utilizar la siguiente denominación: "<i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIM</i>".</p>
---	-------	--	---	---	--

				ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM a mediano y largo plazo y recomendar aquellas ampliaciones de transmisión regional que satisfagan los criterios de evaluación económica y de beneficio regional, establecidos en los numerales 10.3.4.5 y 10.3.4.6;....	
3	<b>EOR</b>	<p>El RMER hace referencia a grupos de trabajo regional, no define comités técnicos; por otra parte, los comités técnicos no son del EOR, son instancias que coordina el EOR//En los alcances no se menciona la planificación de la generación que además debe tener sus propios alcances.</p> <p>La organización del texto establece confusiones: Las ampliaciones de transmisión que maximicen el beneficio social y tengan número significativo de beneficiarios, parece aplicar también para las</p>	<p>Se propone eliminar la referencia que se hace a los Comités Técnicos, la regulación menciona los Grupos de trabajo regionales, los cuales no son vinculantes, ni tienen un carácter decisorio en las decisiones que toma el EOR (Artículo 25, del Tratado Marco, numerales 1.5.5. y 1.8.6.1, libro I, RMER), adicionalmente dichos grupos, no tienen una personería legal, el EOR los constituye con una función de apoyo en los procesos que realiza no decisoria ni vinculante. //Estos alcances ya están en los objetivos en la propuesta de CRIE. Por simplicidad y claridad deberían de eliminarse de los objetivos.//Lo indicado en el literal d) establece una</p>	<p>10.4.1 La planificación de la expansión indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de largo plazo contiene los siguientes alcances:</p> <p>a) Desarrollar la planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo considerando diversos escenarios de integración eléctrica regional.</p> <p>b) Desarrollar la planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional de largo plazo, que comprenderá:</p> <p>i. Identificar para cada país, las Ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener en el largo plazo la COIIM.</p> <p>ii. Identificar las Ampliaciones de transmisión regional que permitan incrementar la capacidad operativa de transmisión a valores mayores que la COIIM vigente,</p>	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se tiene lo siguiente:</p> <p>1) Respecto a “<i>Se propone eliminar la referencia que se hace a los Comités Técnicos</i>”, se acoge el comentario y se realiza el ajuste correspondiente, toda vez que ya se encuentra establecido en el numeral 1.5.5.1 del Libro I del RMER que los OS/OM y los Agentes colaborarán con los grupos de trabajo regionales que convoque el EOR para realizar estudios de cualquier índole.</p> <p>2) Sobre que “<i>Estos alcances ya están en los objetivos en la propuesta de CRIE. Por simplicidad y claridad deberían de eliminarse de los objetivos.</i>”, se acoge el comentario y se elimina el literal b) del numeral 10.1.1, con el fin de evitar redundancias.</p> <p>3) Referente a “<i>Lo indicado en el literal d) establece una definición que no es</i></p>

		<p>ampliaciones para cumplir con la COIIM y los CCSD, De ser así, este criterio no es coherente con el objetivo de alcanzar y mantener la COIIM ya que queda sujeto a la premisa que debe de cumplirse respecto a la maximización del Beneficio Social.//Eliminar el texto que indica “tengan un número significativo de beneficiarios”, porque este requerimiento no puede medirse en términos reales, y además, si se deja así el texto se convierte en un indicador para la decisión de las ampliaciones que necesitará calcularse.//Por otra parte, no se identifica la utilidad de este requerimiento, ya que no aporta a los criterios de decisión de las ampliaciones de transmisión, y por tanto introduciría</p>	<p>definición que no es coherente con la definición de Beneficio Social, creando una inconsistencia regulatoria.//Se recomienda la redacción, organización y contenido, según la propuesta del EOR.</p>	<p>cumpliendo los criterios de evaluación técnica, económica y de beneficio social regional establecidos en este Capítulo.</p> <p>iii. Estimar el costo de las Ampliaciones de transmisión referidas en los incisos i) y ii) anteriores.</p> <p>iv. Recomendar a la CRIE las Ampliaciones de transmisión que requieren ser ejecutadas a fin de alcanzar y mantener las capacidades operativas indicadas en los incisos i) y ii) anteriores.</p>	<p><i>coherente con la definición de Beneficio Social, creando una inconsistencia regulatoria”, se acoge parcialmente su comentario eliminando la definición ahí contenida toda vez que el concepto de “Beneficio Social” se encuentra ya establecido en el Glosario del Libro I del RMER, por lo que se hará el ajuste correspondiente.</i></p> <p>4) En cuanto a “<i>Se recomienda la redacción, organización y contenido, según la propuesta del EOR.</i>”, no se considera adecuada la redacción, organización y contenido propuesto, ya que la misma esta abordada en la propuesta regulatoria sometida a CP-02-2022. No obstante, se acoge parcialmente su sugerencia referente a establecer en los alcances lo referido a la Planificación de la Generación Regional de largo plazo, mismo que queda contemplado en el nuevo numeral 10.3.2.1.</p> <p>En virtud de lo anterior, se ajusta la propuesta normativa, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.1 Objetivo.</b> <i>La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo</i></p>
--	--	---	---	---	--

		<p>ineficiencia al proceso de la planificación regional.</p>			<p><i>debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.</i></p> <p><b>10.3.2 Alcance de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo</b></p> <p><b>10.3.2.1</b> <i>El alcance de la planificación de la generación regional de largo plazo, es desarrollar estrategias de expansión de la generación regional.</i></p> <p><b>10.3.2.2</b> <i>El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente:</i></p> <p>a) <i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;</i></p>
--	--	--	--	--	--

					<p>b) <i>Ampliaciones de Transmisión Regional, que:</i></p> <p>i. <i>Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con lo establecido en el numeral 10.3.5.7;</i></p> <p>ii. <i>Cumplan con los CCSD a nivel regional;</i></p> <p>iii. <i>Signifiquen un incremento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, fijada por la CRIE.</i></p>
--	--	--	--	--	--

**NUMERAL 10.3.1.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes. Se deben identificar con claridad los Comités Técnicos referidos y su	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>En caso de que la transmisión nacional existente y planificada de los Países Miembros del MER, fuera insuficiente para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de países y cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el</p>	<p>Se le indica al participante, lo siguiente:</p> <p>a) En cuanto a incluir el término "<i>pendientes</i>", se considera pertinente identificar a qué tipo de ampliación nacional se refiere; en este sentido, se identificó conveniente utilizar la siguiente denominación: "<i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM</i>".</p>



		retroalimentación no debe ser vinculante ya que el EOR es el responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos.		numeral 16.2.9, el EOR procederá a identificar las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM y estimará su costo de ejecución. Para ello, se considerarán las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM que fueron identificadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo y las revisiones técnicas no vinculantes efectuadas por los Comités Técnicos del EOR (CTPET y CTPEG).	b) Respecto a incluir lo referente a los comités técnicos (CTPEG y CTPET) y cuyas revisiones técnicas no son vinculantes, se le indica que en atención lo establecido en el numeral 1.5.5.1 del Libro I del RMER, los OS/OM y los Agentes colaborarán con los grupos de trabajo regionales que convoque el EOR para realizar estudios de cualquier índole y tomando en consideración el comentario planteado por otro participante, no se estima conveniente crear los comités antes referidos.
2	<b>EOR</b>	Por claridad y simplicidad de la normativa. Evitar repetición que puede dar lugar a faltas de inconsistencia en la norma. //no se recomienda determinar Ampliaciones. en el diagnostico de mediano plazo. Técnicamente deben ser recomendadas por estudios de seguridad del sistema y no en los estudios de planificación de largo plazo.	Ese aspecto es desarrollado en el numeral 10.6 de la propuesta del EOR, por lo que se propone eliminar este numeral de la propuesta CRIE.	<del>10.3.1.2 En caso de que la transmisión nacional existente y planificada de los Países Miembros del MER, fuera insuficiente para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de países y eumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el numeral 16.2.9, el EOR procederá a identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y estimará su costo de ejecución. Para ello, se considerarán las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM que fueron identificadas en el Diagnóstico de</del>	Respecto a lo indicado por el participante en cuanto a " <i>Evitar repetición que puede dar lugar a faltas de inconsistencia en la norma</i> ", se aclara que se han hecho los ajustes correspondientes de manera que las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, sean identificadas en los estudios de planificación de largo plazo, tal como ahora se establece en el numeral 10.3.2.2 de la propuesta normativa.

				<del>Mediano Plazo y las revisiones técnicas efectuadas por los Comités Técnicos del EOR.</del>	
3	CNEE	<p>Se reiteran los argumentos de la Observación General no. 6.</p> <p>La propuesta de numeral 10. 1 .2 del libro III del RMER faculta a CRIE a determinar o definir a través de resolución un valor en MW denominado “capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros” o COIIM, sin especificar los criterios técnicos o económicos que sirven de base para ello, <b>o como se respetara el principio de gradualidad.</b> Es importante indicar que el COIIM está</p>			<p>Al respecto, de lo planteado por el participante referente a “<i>que es necesario que existan compromisos vinculantes para la ejecución de las ampliaciones nacionales de los países, situación sobre la cual esta Comisión considera que es importante que se avance sin demora; sin embargo, no es a través de un reglamento regional o de una resolución de la CRIE que se puede hacer vinculante ese compromiso</i>” es necesario aclararle que de conformidad con el Artículo 28 del Tratado Marco, el Plan que deriva de la planificación que realiza el EOR es de carácter indicativo.</p>

		<p>relacionado con los denominados “refuerzos nacionales” y se afirma, en el numeral 3 del informe de diagnóstico, <b>que es necesario que existan compromisos vinculantes para la ejecución de las ampliaciones nacionales de los países</b>, situación sobre la cual esta Comisión considera que es importante que se avance sin demora; sin embargo, <b>no es a través de un reglamento regional o de una resolución de la CRIE que se puede hacer vinculante ese compromiso</b>, sino solo mediante el establecimiento de dicho compromiso y/o una facultad expresa en el Tratado, en una futura modificación. Adicionalmente, la única disposición que ha sido emitida es la Resolución CRIE-20-2014, siendo</p>			
--	--	---	--	--	--

		importante que la CRIE indique que criterios técnicos o económicos utilizó para determinar que son 300 MW.			
4	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	La capacidad de importación actualmente es una limitante de para la operación normal del MER, tanto en contratos firmes y contratos no firmes físicos flexibles, lo que genera que los precios en las áreas de control se incrementen debido a la incapacidad de recibir importaciones, lo que provoca que entren a funcionar plantas mas caras en el area de control que no recibe las importaciones. Ej. Caso del El Salvador con limitación de importaciones de 6 a 16 horas.	Artículo 32 del tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional. Es obligación de los Gobiernos garantizar el libre tránsito o circulación de energía para importación o exportación según el artículo 32 del Tratado Marco <b><i>“Garantizan el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos. b. Declaran de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional.”</i></b>	Se sugiere modificar el numeral 10.3.1.2 del Libro III del RMER de la siguiente manera: <b><i>“10.3.1.2 En caso de que la transmisión nacional existente y planificada de los Países Miembros del MER, fuera insuficiente para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de países y/o cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el numeral 16.2.9, el EOR procederá a identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM o la Capacidad e Importación Nacional y estimará su costo de ejecución. Para ello, se consideran las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y la Capacidad de Importación Nacional que fueron identificadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo y las revisiones</i></b>	Se le aclara al participante, que el concepto que propone el participante relacionado con la capacidad de importación está implícito en la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, misma que es usada para la identificación de Ampliaciones de Transmisión para Alcanzar y Mantener la COIIM. En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste planteado. No obstante, se informa que derivado de otros comentarios recibidos, con el fin de mejorar la estructura de la norma se eliminó el numeral observado.

				<i>técnicas efectuadas por los Comités Técnicos del EOR.”</i>	
5	<b>ICE-DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD</b>	<p>10.3.1.2: En este apartado es importante entender que si bien el EOR puede tomar esta iniciativa; no necesariamente todas las obras se puedan desarrollar a como lo identifican.</p> <p>Es ahí donde el criterio de la Planificación del país tiene relevancia, por su conocimiento del país y sobre la mejor forma de actuar para desarrollar los refuerzos que el sistema requiere visto integralmente.</p>		<p>10.3.1.2. En caso de que la transmisión nacional existente y planificada de los Países miembros del MER, fuera insuficiente para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de países y cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el numeral 16.2.9, <b>el EOR de forma conjunta con los Comités Técnicos del EOR (CTPET y CTPEG), identificarán las ampliaciones de transmisión nacional (viables) que permitan alcanzar y mantener la COIM, donde el EOR estimará su costo de ejecución. Para ello, se considerarán las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIM que fueron identificadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo y las revisiones técnicas efectuadas por los Comités Técnicos del EOR (CTPET y CTPEG).</b></p>	<p>Al respecto, de lo planteado por el participante, es necesario aclarar que de conformidad con el Artículo 28 del Tratado Marco, el plan que deriva de la actividad de planificación que realiza el EOR es de carácter indicativo. En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por el participante. No obstante, se informa que derivado de otros comentarios recibidos, con el fin de mejorar la estructura de la norma se eliminó el numeral observado.</p>

**NUMERAL 10.3.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>CDMER</b>	Mejora de la redacción para mayor claridad	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u> Lineamientos para la Planificación Indicativa de la Expansión—Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.	Al respecto, se indica que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, se refiere al plan que deriva de la actividad de planificación como indicativo y no en sí a la actividad de planificar. En razón de lo anterior, no se considera necesario realizar el ajuste propuesto. No obstante, se ha ajustado el numeral comentado con el objeto de hacer la propuesta normativa consistente.
2	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	Se deben incorporar los contratos regionales existente de corto y mediano plazo en los estudios de planificación de la transmisión regional a largo plazo con el fin de cumplir con la prioridad de suministro de estos contratos.	Es indispensable que para la Transmisión Regional se consideren los Contratos Regionales. Toda vez que, El Mercado Eléctrico Regional es un Mercado de Contratos, y es necesario que para las Plantas de Generación Regional exista una plataforma jurídica que brinde a dichas plantas la seguridad jurídica para poder operar, dicha plataforma el	Se sugiere modificar el numeral 10.3.2 del libro III del RMER, de la siguiente manera: (...) c) El estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo debe considerar: i) <b>los contratos regionales existentes</b> , ii) <b>los contratos regionales a mediano y largo plazo</b> , iii) la información relacionada con la planificación de la generación y la transmisión nacionales; iv) la información aportada por los diferentes	Se le indica al participante, que el alcance de la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, es mejorar la norma que rige la planificación de la generación y la transmisión regional, no así la incorporación de nuevos criterios o conceptos distintos al tema sometido a consulta pública, tales como: Contratos Regionales Existentes, Contratos Regionales de Largo Plazo y Contratos Regionales de Mediano Plazo; en virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto por el participante.

			<p>respeto de los contratos regionales de mediano o largo plazo. Esto tal y como estipula el artículo 4 del Tratado Marco: <i>“El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. (...)”</i></p>	<p>Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones; y v) las autorizaciones de ampliaciones de transmisión nacionales y regionales; (...)</p>	
--	--	--	--	--	--

**NUMERAL 10.3.2.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	CDMER	La lista no incluida el Sistema de Transmisión Nacional y el Sistema de Transmisión Regional existente.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>10.3.2.1 El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</p> <p>Considerar la planificación indicativa de la generación regional;</p> <p>....</p> <p>b) El estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo debe considerar: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente, ii) la información relacionada con la planificación de la generación y transmisión nacionales; iii) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones; y iv) las autorizaciones de ampliaciones de transmisión nacionales y regionales</p>	<p>Se acoge la propuesta de ajuste. No obstante, derivado de los comentarios de otros participantes, se modifica la propuesta de norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.3.2 El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</b></p> <p>a) Considerar los resultados de la planificación de la generación regional;</p> <p>b) Evitar en la Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas a aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionarán como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;</p> <p>c) Considerar en el estudio de planificación de la transmisión</p>
---	-------	---	---	--	--



					<p><i>regional a largo plazo, lo siguiente: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y vi) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.</i></p> <p><i>d) Las ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional, comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/AC, equipamiento de electrónica de potencia y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, entre otros equipos de potencia,</i></p>
--	--	--	--	--	---

					<p><i>que permitan las transacciones regionales de energía.</i></p> <p><i>e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.</i></p>
2	<b>EOR</b>	<p>La propuesta no establece lineamientos para la planificación de la generación regional siendo la que determina los flujos de potencia que deberá transportar el sistema de transmisión. //Se requieren lineamientos sobre otros aspectos en la planificación de largo plazo,</p>		<p>a) Para el desarrollo de la Planificación de la expansión Indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo (PGLP), el EOR desarrollará escenarios de expansión de generación regional con base a los planes de expansión nacionales, proyectos candidatos de generación de escala regional y proyectos candidatos de expansión de interconexiones entre los países del SER y extrarregionales, y tendrá en cuenta la política de integración eléctrica regional vigente en caso de estar disponible.</p> <p>b) Para el desarrollo de la Planificación de la expansión Indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo (PTLP), el escenario a utilizar será el escenario base de expansión de la generación con autosuficiencia de generación de los países, establecido en el literal b), numeral 10.6.4, de este capítulo.</p> <p>//c) La PTLP evitará seleccionar</p>	<p>Se le aclara al participante que después de realizar el análisis de lo planteado, se tiene lo siguiente:</p> <p>a) El lineamiento es general y los detalles que propone el EOR están desarrollados en el procedimiento contenido en el literal b) del numeral 10.3.5.4.</p> <p>b) Se estima que la planificación de la transmisión regional de largo plazo, debe seleccionar un conjunto mínimo de escenarios de expansión los cuales están considerados en el numeral 10.3.5.4 con el objeto de identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y las ampliaciones de transmisión regionales que permitan superar dicha capacidad.</p> <p>c) La propuesta del participante reitera el contenido de la norma propuesta, por lo que no se considera adecuado atender lo observado, toda vez que haría redundante la norma.</p>

				<p>como Ampliaciones de transmisión regional planificadas aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular no se seleccionarán como Ampliaciones de transmisión regional planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda; ni Ampliaciones de conexión a la red de transmisión de nuevas plantas de generación, o los refuerzos de transmisión relacionados a estas nuevas plantas.</p> <p>d) La PTLP utilizará como insumos para su elaboración, la siguiente información: //i. Los planes de expansión de la transmisión nacional aprobados. //ii. La información técnica y económica de los proyectos de transmisión nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán “decididos” o “fijos”. //iii. Las Ampliaciones de transmisión que</p>	<p>d) La propuesta del participante ya se encuentra contemplada en el procedimiento para la planificación de largo plazo.</p> <p>e) En cuanto a eliminar de la propuesta normativa el detalle "<i>transmisión nacional o transmisión regional</i>", se acoge toda vez que no cambia el sentido de la propuesta sometida a consulta pública. En cuanto a eliminar lo concerniente a "<i>grupos de líneas de transmisión</i>", no se acoge toda vez que formaría parte de las soluciones a identificar en la planificación regional. En cuanto a los "<i>equipos de electrónica de potencia</i>", se acoge en el sentido de incluirlos como parte de los proyectos de ampliación de transmisión.</p> <p>f) En cuanto a lo propuesto en el literal f) se indica que el contenido de dicho literal se encuentra recogido en el numeral 10.3.5.2 de la propuesta normativa. Por su parte, respecto de los ajustes propuestos se considera pertinente acoger parcialmente, lo siguiente:</p> <p>1) Respecto al romano ii. se acoge eliminar el detalle "<i>incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados</i>".</p>
--	--	--	--	--	--

				<p>hayan sido autorizadas o aprobadas por la CRIE para su ejecución, según el capítulo 11, de este Libro. //iv. La información técnica y económica de proyectos candidatos a Ampliaciones de transmisión considerados en los planes de expansión nacionales. // v. La información técnica y económica de proyectos candidatos de transmisión regional. // vi. Los proyectos de interconexiones eléctricas del MER con mercados extrarregionales.</p> <p>e) Los proyectos de Ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional comprenderán entre otros: líneas de transmisión y subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/ AC y equipamiento para compensación de potencia reactiva y control de tensión, y cambios topológicos en la red de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV; asimismo de requerirse, incluirá equipamiento de electrónica de potencia.</p> <p>f) La información sobre proyectos de generación y transmisión, que se desarrollarán por iniciativa de los Agentes de cada país, deberá ser incluida en la información que</p>	<p>2) Se acoge en el sentido de sustituir la frase "Datos necesarios" por "Información" del literal c) en el numeral 10.3.5.2.</p> <p>3) En cuanto a la propuesta de eliminar el literal d) del numeral 10.3.2.3 (nuevo numeral 10.3.5.2), de conformidad con el artículo 1 del Tratado Marco, el crecimiento y desarrollo del Mercado Eléctrico Regional, se basa entre otros en la protección del medio ambiente. En virtud de lo anterior, se considera conveniente que el EOR cuente por lo menos con la información de las áreas protegidas para el desarrollo de la planificación regional en caso de estar disponible.</p> <p>4) Se acoge parcialmente el ajuste propuesto en el romano iv, en cuanto a la estimación de los costos del proyecto; no obstante, se considera conveniente mantener la siguiente redacción "<i>con detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos</i>", toda vez que se estima conveniente solicitar dicha información, no obstante, este detalle se traslada al numeral 10.3.5.2 de la propuesta normativa ajustada.</p>
--	--	--	--	---	---

				<p>suministren las ANCP a través de los OS/OM al EOR, considerando como mínimo lo siguiente: // i. Agente o futuro Agente promotor del proyecto; // ii. Descripción del proyecto. // iii. Información para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos; // iv. Estimación de los costos del proyecto. // v. Avance de ejecución del proyecto.</p>	<p>5) Se acoge parcialmente el ajuste propuesto en el romano v. el cual se leerá de la siguiente manera: <i>"Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible"</i>; siendo que se considera importante conocer la firmeza del proyecto, no obstante, este detalle se traslada al numeral 10.3.5.2 de la propuesta normativa ajustada.</p> <p>En virtud de lo anterior, el numeral 10.3.2.1 que pasa a ser el numeral 10.3.3.2, se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>10.3.3.2 El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</i></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>a) Considerar los resultados de la planificación de la generación regional;</i></li> <li><i>b) Evitar en la Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas a aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionarán</i></li> </ul>
--	--	--	--	---	--

					<p><i>como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;</i></p> <p><i>c) Considerar en el estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo, lo siguiente: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo; iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y vi) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.</i></p> <p><i>d) Las ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional, comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación</i></p>
--	--	--	--	--	--

					<p><i>de potencia o de fase, convertidores AC/DC/AC, equipamiento de electrónica de potencia y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, entre otros equipos de potencia, que permitan las transacciones regionales de energía.</i></p> <p>e) <i>Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.</i></p>
3	<b>EPR</b>	En los estudios se deben incluir todas las opciones tecnológicas		<p>d) Los proyectos de ampliaciones de transmisión nacional o transmisión regional comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/ AC, nuevas subestaciones, ampliaciones, reconfiguración y digitalización de subestaciones, instalación de módulos de compensación o sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) en subestaciones o en líneas conectados en serie o en paralelo pertenecientes a la Transmisión Regional con los equipos necesarios para su conexión,</p>	<p>Se le indica al participante que se acoge el sentido de su propuesta de ajuste, incorporando la frase “<i>entre otros equipos de potencia</i>”; adicionalmente, derivado de los comentarios de otros participantes, se hacen otros ajustes a la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.3.2 El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</b></p> <p>a) <i>Considerar los resultados de la planificación de la generación regional;</i></p>

				<p>cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, y los demás que el EOR considere dada la evolución tecnológica que vaya ocurriendo en la transmisión de energía eléctrica incluyendo los sistemas de almacenamiento con baterías, etc.</p>	<p><i>b) Evitar en la Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas a aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionarán como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;</i></p> <p><i>c) Considerar en el estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo, lo siguiente: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo; iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión</i></p>
--	--	--	--	--	---



					<p>nacionales y regionales autorizadas; y vi) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.</p> <p>d) Las ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional, comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/AC, equipamiento de electrónica de potencia y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, entre otros equipos de potencia, que permitan las transacciones regionales de energía.</p> <p>e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.</p>
4	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	<p>a) Es correcto.</p> <p>b) Entendemos que si no hay transacciones de exportación para nuevas plantas generadoras que se concentre su demanda, no serán sujetas de</p>			<p>Se le indica al participante en cuanto al comentario "Entendemos que si no hay transacciones de exportación para nuevas plantas generadoras que se concentre su demanda, no serán sujetas de pago de conexión a la RTR"; que de conformidad el artículo 2 del Tratado Marco, la Red de Transmisión Regional</p>

		<p>pago de conexión a la RTR.</p> <p>c) i) correcto. ii) correcto. iii) correcto.</p> <p>d) Técnicamente las ampliaciones de Transmisión nacional o regional incluyen lo que se manifiesta en este literal y están asociadas a las transacciones internacionales de energía.(Que son las que se usan para cobrar en los informes de Transacciones económicas internacionales,por el uso de la RTR) es correcto.</p>			<p>es de libre acceso; no obstante, los costos para conectarse a dicha red, deben ser absorbidos por el solicitante.</p> <p>En cuanto a los comentarios restantes, se toma nota.</p>
--	--	---	--	--	--

**NUMERAL 10.3.2.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>EOR</b>	La política de integración eléctrica puede estar o no disponible, por tanto, no debe establecerse una dependencia de esa política para el desarrollo de la planificación. En todo caso de haber una política disponible, sería parte de la información a tener en cuenta.	Se propone reubicar este aspecto en el literal a) del 10.4.2 de la propuesta realizada por el EOR	<del>10.3.2.2 En el desarrollo de la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, con base en la política de integración eléctrica regional que emita el CDMER, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.1.5.</del>	En cuanto a eliminar este numeral y reubicar su contenido, no resulta adecuado dicho ajuste ya que, del análisis realizado a lo planteado, se considera que el lineamiento es general y los detalles que propone el EOR están desarrollados en el procedimiento dentro del literal b) del numeral 10.3.5.4 de la propuesta de norma ajustada.  No obstante, con el fin de mejorar la claridad y estructura de la norma, se modifica la propuesta normativa; por tanto, el numeral 10.3.2.2 que pasa a ser el numeral 10.3.3.1, se leerá de la siguiente manera:  <i>10.3.3.1 Para la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, partiendo de un Escenario de Autosuficiencia de los Países Miembros u otros derivados de la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o en su defecto de las premisas técnicas mínimas elaboradas por el EOR.</i>
---	------------	---	---	--	--

2	<b>EPR</b>	Destacar el carácter indicativo de la planificación de generación.		En el desarrollo de la Planificación Indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, con base en la política de integración eléctrica regional que emita el CDMER, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.1.5.	Al respecto, se indica que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, se refiere al plan que deriva de la actividad de planificación como indicativo y no en sí a la actividad de planificar. En razón de lo anterior, no se considera necesario realizar el ajuste propuesto.
3	<b>CNEE</b>	Se reitera la Observación General No. 5 OBSERVACIÓN 5. Se considera que el CDMER es el foro adecuado para discutir y tomar decisiones sobre inversiones de transmisión regional, sin embargo, en el artículo 16 del Segundo Protocolo del Tratado Marco, se establece literalmente que: “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			Se le aclara al participante, que el Segundo Protocolo establece que el CDMER estará constituido por un representante de cada Estado Parte, que tenga competencia con la formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER. Asimismo, el CDMER, es el ente responsable de impulsar el desarrollo del MER y deberá adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos.  Adicionalmente, el CDMER es responsable, entre otros, de procurar que se realicen gradualmente las modificaciones de las regulaciones nacionales armonizándolas con la regulación regional, para el funcionamiento adecuado del MER; es en ese sentido, considerando que es necesario establecer una directriz para el desarrollo y crecimiento del MER y siendo que los representantes del CDMER tienen competencia para formulación de la política de integración

		<p>relación al MER...”. en ese sentido, el Tratado Marco y sus Protocolos, no contemplan la formulación de una política de integración eléctrica regional por parte del CDMER, por lo que, se recomienda incluir claramente dicha función, en una futura modificación del Tratado Marco del MER, antes de incluir el numeral 10.1.5 en el RMER, así como los numerales 10.3.4.3 literal b y 10.3.2.2 del Libro III del RMER y cualquier otro numeral que haga referencia a la función que se le pretende otorgar al CDMER, en este tema de la formulación de una política de integración eléctrica regional.</p>			<p>eléctrica de su país con relación al MER, se tiene que lo planteado en la propuesta de la CP-02-2022 está alineado con lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos.</p> <p>Por su parte, se estima conveniente contar con una política de integración eléctrica regional con el objetivo de que los lineamientos ahí contenidos contribuyan en la elaboración del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se acoge el comentario del participante.</p>
4	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	<p>Con este modelo es el EOR, quien planificará los escenarios de expansión de generación regional, de acuerdo a la política de</p>			<p>Con relación a lo indicado, se observa que el participante no fundamenta normativamente lo planteado; no obstante, se aclara que en caso de que una planta de generación de carácter regional que corresponde a un escenario de</p>

		integración eléctrica regional del CDMER, extremo que no es viable mientras las políticas medio ambientales y de regulación de operación de mercados no se regule, respetando los marcos regulatorios vigentes de cada país.(¿bajo qué escenario despacharía, las plantas generadoras si no se respeta la normativa de operación comercial de cada país? esto nos pone en desventaja.			planificación de la generación regional resulte factible en el largo plazo dicha planta de generación, se despachará observando las normas nacionales y regionales correspondientes debiéndose respetar en su desarrollo y operación la regulación ambiental correspondiente.
5	<b>ENATREL, INE, MEM</b>	El Tratado Marco solo se refiere a la Planificación de la Transmisión y a la Generación como indicativa		En el desarrollo de la Planificación Indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, con base en la política de integración eléctrica regional que emita el CDMER, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.1.5.	Al respecto, se indica que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, se refiere al plan que deriva de la actividad de planificación como indicativo y no en sí a la actividad de planificar. En razón de lo anterior, no se considera necesario realizar el ajuste propuesto.

**NUMERAL 10.3.2.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	<p>Los promotores o inversionistas de proyectos obtienen la calidad de Agentes si cumplen con los requisitos regulatorios nacionales. Debe indicarse que se trata de entidades, pues no tienen la calidad de Agente y algunas veces las entidades que terminan habilitándose como Agentes lo hacen con otro nombre, no con el nombre del inversionista.</p> <p>SIC – Numeral 10.3.2.4 No se considera prudente que la CRIE se involucre en temas de impacto ambiental, costos de proyectos (con el detalle indicado) o avances de financiamiento, más de lo que ya esto</p>		“a) Entidad promotora del proyecto.”	<p>Se aclara al participante que, los proyectos los pueden promover los agentes ya inscritos o entidades que deben posteriormente registrarse como agentes; en este sentido, la propuesta normativa sometida a la CP-02-2022, abarca lo manifestado por el participante, razón por lo cual no se acoge lo planteado.</p> <p>Adicionalmente, se observa que el numeral 10.3.2.4 al que hace referencia no existe; no obstante, tomando en cuenta el contenido de los comentarios a los literales d, e y f parece referirse al numeral 10.3.2.3. En este sentido, de conformidad con el artículo 1 del Tratado Marco, tiene por objeto la formación y crecimiento gradual del MER, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección del medio ambiente.</p> <p>Por otra parte, de conformidad con el artículo 2 del Tratado Marco, son fines del Tratado, entre otros, impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del MER, crear las condiciones necesarias para</p>

		establecido actualmente.			<p>propiciar niveles aceptables de calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región y propiciar que los beneficios del MER lleguen a todos los habitantes de la región.</p> <p>En este orden de ideas, debe considerarse que el contar con la información indicada en el numeral 10.3.2.3 propuesto (nuevo numeral 10.3.5.2), permitirá que el EOR cuente con una base de información más sólida para desarrollar la planificación indicativa de la generación y la transmisión regional. No hay que perder de vista que, la autoridad nacional proveerá la información que esté disponible. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.</p>
2	<b>EOR</b>	<p>El suministro de información debe ser provista por una sola fuente (OS/OM). En este numeral se propone que sean las entidades planificadoras nacionales y otras partes de la propuesta se indican a los OSOM. // La provisión de información de fuentes diversas generará complicaciones y riesgos de validez y problemas de inconsistencias. // Hay</p>	<p>Se propone reubicar el contenido reformado al literal a) del 10.4.2 de la numeración de lo propuesto por el EOR. // numeración indicada por el EOR. <i>Lineamientos para la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.</i> // Este numeral propuesto es contradictorio con el numeral propuesto por la CRIE</p>	<p><del>10.3.2.3</del> El EOR solicitará a las entidades competentes de la planificación nacional, la información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la <i>Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo</i>, que deberá incluir como mínimo, lo siguiente: // a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto; // b) Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados; // c) Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar</p>	<p>En cuanto a eliminar este numeral y reubicar su contenido, se le aclara al participante que no se acoge dicho ajuste ya que, del análisis realizado a lo planteado, se considera que no es un lineamiento, por tanto, se traslada al apartado 10.3.5 denominado “<i>Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i>”, quedando contemplado en el nuevo numeral 10.3.5.2 con ajustes, derivado de otros comentarios recibidos.</p>



		información que se detalla en la lista que no tiene utilidad en el proceso, // El requerimiento de información que no es de utilidad generará complicaciones en el proceso de recopilación introduciendo ineficiencias.		<del>adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos; // d) Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles; // e) Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y // f) Avance del financiamiento del proyecto, en caso de que esté disponible.</del>	
3	AMM		Se informa que los planes de expansión de la Transmisión y Generación de Guatemala no cuentan con la información de los Agentes Futuros que ejecutarán los proyectos. Así mismo, los estudios de impacto ambiental y la identificación de medidas de mitigación no forman parte de la etapa de planificación del sistema eléctrico nacional de Guatemala.	Se propone la siguiente redacción para el literal “a)” del numeral 10.3.2.3. Agente futuro o Agente promotor del proyecto, <b>cuando esté disponible.</b>	Se le indica al participante que se acoge el ajuste propuesto. Adicionalmente, derivado de otros comentarios se modifica la norma, la cual se traslada al apartado 10.3.5 denominado “ <i>Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i> ”, quedando contemplado en el nuevo numeral 10.3.5.2 y se leerá de la siguiente manera:  <b>10.3.5.2</b> <i>El EOR solicitará a los OS/OMS, la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar</i>

					<p><i>la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes; dicha información deberá incluir como mínimo, lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto, en caso de que esté disponible;</i></li> <li><i>b) Descripción del proyecto;</i></li> <li><i>c) Información para la Base de Datos Regional, que permita modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;</i></li> <li><i>d) Los estudios de impacto ambiental de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles;</i></li> <li><i>e) Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, incluyendo en caso de que esté disponible, el detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e</i></li> </ul>
--	--	--	--	--	--

					<p><i>identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y</i></p> <p><i>f) Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.</i></p>
4	<p><b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY, ASCEE, SECACAO, CHOLOMA</b></p>		<p>Se informa que los planes de expansión de la Transmisión y Generación de Guatemala no cuentan con la información de los Agentes Futuros que ejecutarán los proyectos. Así mismo, los estudios de impacto ambiental y la identificación de medidas de mitigación no forman parte de la etapa de planificación del sistema eléctrico nacional de Guatemala.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el literal “a)” del numeral 10.3.2.3. a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto, cuando estén disponibles.</p>	<p>Se les indica a los participantes que se acoge el ajuste propuesto. Adicionalmente, derivado de otros comentarios se modifica la norma, la cual se traslada al apartado 10.3.5 denominado “<i>Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i>”, quedando contemplado en el nuevo numeral 10.3.5.2 y se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>10.3.5.2 El EOR solicitará a los OS/OMS, la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes; dicha información deberá incluir como mínimo, lo siguiente:</i></b></p>

					<p>a) <i>Agente o futuro Agente promotor del proyecto, en caso de que esté disponible;</i></p> <p>b) <i>Descripción del proyecto;</i></p> <p>c) <i>Información para la Base de Datos Regional, que permita modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;</i></p> <p>d) <i>Los estudios de impacto ambiental de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles;</i></p> <p>e) <i>Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, incluyendo en caso de que esté disponible, el detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y</i></p> <p>f) <i>Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.</i></p>
--	--	--	--	--	---

5	AGER		La regulación regional tiene como ámbito de aplicación a activos de transmisión y regional que corresponden a proyectos regionales, el MER es un mercado independiente de los mercados locales en en ámbito regulatorio, y solo compete una coordinación entre MER y los mercados locales	Se recomienda revisar los requerimientos a los proyectos de la planificación nacional, dado que se están requiriendo datos como estudios de impacto ambiental y costos de esos activos, que de acuerdo a la normativa nacional debieran corresponder a requisitos locales,	Se le indica al participante que, según lo previsto por la norma propuesta, el EOR debe solicitar a las entidades de planificación los datos técnicos y ambientales establecidos en dicha norma; por su parte, éstos remitirán la información que tengan disponible de conformidad con su normativa nacional. En virtud de lo anterior, no se identifica necesario realizar un ajuste a la propuesta normativa, derivado del comentario recibido.
6	INDE (ECOE, ETCEE, EGEE)	La planificación Nacional en nuevos proyectos de Generación y transmisión se utilizará para desarrollar la planificación Regional de largo plazo, que incluya como mínimo: Agente ó futuro promotor del proyecto, descripción del proyecto incluyendo los resultados de campo realizados, parámetros técnicos y económicos, estudios de impacto ambiental con normativa nacional y regional, estimación de costos asociados al proyecto con detalle de cálculo, cómputos,	El Reglamento de la Ley General de Electricidad en su Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte, no hace referencia a estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas de mitigación en la etapa de planificación. La Ley General de Electricidad en su <b>Artículo 50.- Modalidad para las ampliaciones.</b> Indica que La construcción de nuevas líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) se realizará través de las siguientes modalidades: a) Por Acuerdo entre Partes.	10.3.2.3. El EOR solicitará a las entidades competentes de la planificación nacional, la información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizara para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, que deberá incluir como mínimo, los datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto.	Se indica al participante, que el numeral comentado se refiere a proyectos nacionales que deben cumplir con la normativa nacional; en virtud de lo anterior, no debe confundirse con los requisitos de acceso a la RTR. Por otra parte, las entidades nacionales deberán remitir la información que tengan disponible. Por lo anterior, no se identifica necesario realizar una modificación de la propuesta normativa derivado del comentario recibido.

		<p>costos unitarios, e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos y avances financieros del proyecto en caso de estar disponible.( Este apartado nos deja condicionados a que el EOR deba de ser no solo informado de los futuros proyectos que se conecten al mercado nacional y regional sino que dependemos del cumplimiento de estos ítems para la autorización regional. en conclusión es una camisa de fuerza para accesar el mercado eléctrico regional tendríamos.)</p> <p>Los planes de Expansión del Sistema de Transporte, en principio no cuentan con la asignación de proyectos a cada uno de los agentes transportistas, de la misma manera no contarán con los</p>	<p>b) Por Iniciativa Propia. c) Por Licitación Pública. <b>Ley General de Electricidad en su Artículo 51.- Solicitud de ampliación y Artículo 48.- Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte</b> identifica que se debe deber obtener la aprobación de los estudios ambientales, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente.</p>		
--	--	--	--	--	--

		estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas de mitigación.			
7	<b>ENATREL, INE, MEM</b>	El Tratado Marco solo se refiere a la Planificación de la Transmisión y a la Generación como indicativa	Se debe de guardar la jerarquía para el flujo de información, establecida en el RMER.	10.3.2.3 El EOR solicitará a los OS/OM de la planificación nacional, la información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación Indicativa y la Transmisión Regional de Largo Plazo, que deberá incluir como mínimo, lo siguiente:	Respecto, a lo planteado por los participantes, se aclara que la jerarquía se debe entender para la operación del MER, lo anterior no debe confundirse con la capacidad que tiene el EOR en el ejercicio de su personalidad jurídica de solicitar información a cualquier entidad. No obstante, en cuanto al flujo de la información, se le indica a los participantes que se acoge parcialmente lo planteado, toda vez que se considera factible que el EOR se apoye en los OS/OM para obtener la información necesaria; sin embargo, se complementa incluyendo que en su defecto el EOR, de considerarlo necesario, pueda de manera directa acudir a la entidad nacional encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional. Adicionalmente, se les indica que derivado de otros comentarios recibidos, se ajusta la norma, la cual, se leerá de la siguiente manera:  <i>10.3.5.2 El EOR solicitará a los OS/OMS, la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión</i>

					<p><i>nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes; dicha información deberá incluir como mínimo, lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto, en caso de que esté disponible;</i></li> <li><i>b) Descripción del proyecto;</i></li> <li><i>c) Información para la Base de Datos Regional, que permita modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;</i></li> <li><i>d) Los estudios de impacto ambiental de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles;</i></li> <li><i>e) Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, incluyendo en caso de que esté disponible, el detalle de la metodología de cálculo,</i></li> </ul>
--	--	--	--	--	--



					<p><i>cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y</i></p> <p><i>f) Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.</i></p>
--	--	--	--	--	--

**NUMERAL 10.3.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	Los conceptos no solo son aplicables a la planificación de largo plazo, sino que son aplicables y válidos para el Diagnóstico de Mediano Plazo también, por lo cual se propone cambio de redacción.		10.5. Conceptos para considerar en la planificación de la expansión indicativa de la Generación y la Transmisión regional.	Al respecto, se le indica a participante que se acoge parcialmente su propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>10.3.4 Principales conceptos a considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i>

**NUMERAL 10.3.3.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	.	<p>Por claridad de la regulación:  // Es conveniente mantener la definición en el glosario. La definición de excedente de productor se mantiene en el glosario, y ambos se utilizan para determinar el beneficio social. // Se propone un ajuste de precisión en el término costo marginal por precio marginal, según la teoría económica.</p>	<p>10.5.1 Excedente del consumidor  // Se calcula como el producto de la energía suministrada a la demanda por la diferencia entre el precio que la demanda estaría dispuesta a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el precio de mercado de la energía suministrada dado por precio marginal. El cálculo del excedente del consumidor se realizará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.</p>	<p>Al respecto, se aclara al participante lo siguiente:</p> <p>a) En cuanto a "<i>Es conveniente mantener la definición en el glosario</i>", se debe indicar que lo contenido en el Glosario del Libro I del RMER, corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera necesario que lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta sometida a consulta pública que pasa a ser 10.3.4.1, literal a), se refiera a la metodología en el Anexo M del Libro III, con el fin de guardar consistencia en la norma; por tanto, no se acoge lo propuesto por el participante.</p> <p>b) En los modelos de planificación se utilizan los costos marginales los cuales se usan para representar los precios de compra y oferta de energía; por lo tanto, no se considera pertinente acoger el ajuste propuesto por el participante.</p> <p>En virtud de lo anterior, así como en atención a otros comentarios y con el fin de evitar redundancia en la norma, se ajusta la misma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p>

					<p><b>10.3.4.1</b> <i>Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:</i></p> <p><i>a) El excedente del consumidor que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.</i></p> <p>(...)</p>
2	CNEE	El Excedente del Consumidor, se derogó como definición del Glosario del Libro I, sin embargo se mantiene en este numeral una descripción y metodología. Se recomienda no derogarlo del Glosario y solo hacer referencia a este numeral y al Anexo M del Libro III.			Al respecto, se debe indicar que lo contenido en el Glosario del Libro I del RMER, corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera adecuada su derogación. Asimismo, se hace necesario que lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de la propuesta sometida a consulta pública que pasa a ser 10.3.4.1, literal a), se refiera a la metodología en el Anexo M del Libro III, con el fin de guardar consistencia en la norma; por tanto, no se acoge lo propuesto por el participante.

3	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	Para determinar el excedente del consumidor se debe de sumar el excedente del consumidor resultante de la característica elástica de la demanda más el excedente del consumidor resultante de la característica inelástica. Un consumidor, estaría dispuesto a pagar un precio máximo para poder consumir cierta cantidad de energía. Visto de otro modo y en este caso, se puede decir que un consumidor estaría dispuesto a pagar un monto mayor al precio que paga por la energía que consume, antes de no disponer de la misma. (correcto)			Al respecto de lo manifestado por el participante, no se observa una propuesta en concreto. En este sentido, se toma nota del comentario.
---	--------------------------	--	--	--	---

**NUMERAL 10.3.3.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	---	---------------

				<b>PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)</b>	
<b>1</b>	<b>EOR</b>	La utilidad que tiene un productor depende de costo variable y los precios en que el mercado margina, no depende del precio que oferta. En los modelos de simulación del mercado lo que se puede conocer para el cálculo, es el Costo Variable de Producción.	Para mayor claridad en la norma, el precio de venta de la energía corresponde al Precio marginal del mercado.	10.5.2 Excedente del productor // Se calculará como el producto de la cantidad de energía vendida por un generador por la diferencia entre el precio de venta dado por el precio marginal de mercado, y el costo total variable de producción.	<p>Al respecto, se le aclara al participante que lo contenido en el numeral 10.3.3.2 corresponde a un procedimiento de cálculo y no a una definición, por lo que se considera necesario que lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de la propuesta sometida a consulta pública que pasa a ser 10.3.4.1, literal b), debe referir a la metodología en el Anexo M del Libro III, con el fin de guardar consistencia en la norma; por tanto, no se acoge lo propuesto por el participante.</p> <p>En virtud de lo anterior, se ajusta la propuesta regulatoria, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.4.1</b> <i>Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:</i></p> <p>(...)</p> <p><i>b) El excedente del productor que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.</i></p> <p>(...)</p>

2	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	El excedente del productor se calcula como el producto de la cantidad de energía vendida por un generador por la diferencia entre el precio de venta y el costo total variable de producción. (correcto)			Al respecto de lo manifestado por el participante, no se observa una propuesta en concreto. En este sentido, se toma nota del comentario.
---	--------------------------	--	--	--	---

**NUMERAL 10.3.3.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EOR</b>		Se propone eliminarlo. Ya está en la definición del glosario del RMER.	<del>10.3.3.3 El Beneficio Social se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores.</del>	En cuanto a " <i>Se propone eliminarlo. Ya está en la definición del glosario del RMER</i> ", se le aclara al participante que el apartado 10.3.3 que pasa a ser 10.3.4 se refiere a los conceptos que se deben considerar en la planificación de la generación y la transmisión regional, por lo que no se considera pertinente su eliminación; asimismo, se hace necesario que lo establecido en el numeral 10.3.3.3 de la propuesta sometida a consulta pública que pasa a ser 10.3.4.1, literal c), debe referir a la metodología en el Anexo M del Libro III, con el fin de guardar

					consistencia en la norma. Por lo anterior, no se acoge lo propuesto por el participante.
2	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	El Beneficio Social se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores. (correcto).			Al respecto de lo manifestado por el participante, no se observa una propuesta en concreto. En este sentido, se toma nota del comentario.

**NUMERAL 10.3.3.4 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EOR</b>	Las características del modelo computacional están contenidas en el Anexo G del Libro III, por lo que no se identifica necesario duplicar información, se propone cambios en la redacción.		10.5.3. Costo de Energía No Suministrada // Se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L de este Libro, y será actualizado por la CRIE como máximo cada cinco (5) años.	Al respecto, se acoge parcialmente el ajuste propuesto por el participante, en cuanto a que parte del contenido de este numeral, está contenido en el Anexo G del Libro III del RMER, por lo que se elimina la referencia al modelo de planificación. Por su parte, referente a indicar que el Costo de Energía No Suministrada "será actualizado por la CRIE como máximo cada cinco (5)

					<p>años"; se le aclara que ese plazo está contemplado en el numeral 4 del literal L1 del Anexo L del Libro III del RMER, por lo que no se considera adecuado realizar dicho ajuste.</p> <p>No obstante, derivado de otros comentarios y con el fin de hacer consistente la norma, se ajusta para que se lea de la siguiente manera:</p> <p><i>10.3.4.1 Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:</i></p> <p>(..)</p> <p><i>d) El Costo de Energía No Suministrada, que se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L de este Libro.</i></p> <p>(...).</p>
2	<b>AGER</b>			<p>Nuevamente se recomienda revisar esta modificación pues los costos asociados a las ampliaciones deben ser los relacionados con los proyectos regionales y no los nacionales, estos últimos competen al marco regulatorio local, en permisos y</p>	<p>Se le aclara al participante, que la norma propuesta se refiere al ámbito regional y no nacional; por otra parte, derivado de otros comentarios, se elimina la parte inicial del párrafo porque lo allí normado está contenido en el Anexo G del Libro III del RMER.</p>



				mecanismos de remuneración independientes.	
3	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en los costos asociados a los nuevos proyectos de inversión, los costos variables de generación y la Energía No Suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR (Costos asociados a la RTR)."esto sería viable si la comunicación se diera entre el ente regulador de cada país y EOR."			Al respecto de lo manifestado por el participante, se indica que lo planteado en la propuesta sometida a la CP-02-2022 es viable, toda vez que la información de los nuevos proyectos y sus datos técnicos y económicos asociados, son provistos al EOR por los Agentes a través de los OS/OM. No obstante, derivado de otros comentarios, se elimina la parte inicial del párrafo porque lo allí normado está contenido en el Anexo G del Libro III del RMER.

**NUMERAL 10.3.3.5 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>EOR</b>	Simplificar la norma.	La metodología ya está establecida en el Anexo J, por tanto, se considera innecesario indicar este requerimiento: <i>“El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de los riesgos del conjunto de los Países Miembros”</i> . Se propone cambio de redacción	10.5.4. El valor presente neto de las series de costos y beneficios se calculará usando la tasa de descuento calculada con la metodología contenida en el Anexo J de este Libro.	Se acoge parcialmente lo planteado por el participante, en cuanto a que <i>“El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de los riesgos del conjunto de los Países Miembros”</i> , ya forma parte del contenido del Anexo J. En virtud de lo anterior, para una mayor claridad la propuesta normativa se leerá de la siguiente forma:  <b>10.3.4.1</b> <i>Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:</i>  (...)  <i>e) El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento, la cual se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J de este Libro.</i>
2	<b>AGER</b>			Nuevamente se recomienda revisar esta modificación pues los costos asociados a las ampliaciones deben ser los relacionados con los proyectos regionales y no los nacionales, estos últimos competen al marco regulatorio local, en permisos y mecanismos de remuneración independientes.	Se le aclara al participante, que la norma propuesta se refiere al ámbito regional y no nacional; por otra parte, derivado de otros comentarios, se elimina la parte final del párrafo toda vez que lo allí normado está contenido en el Anexo J del Libro III del RMER.

3	CNEE	Debe guardarse concordancia con lo indicado en el numeral 10.1.4 literal b donde se establece la regulación al respecto de la tasa de descuento.		"10.3.3.5 El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando la tasa de descuento aprobada por la CRIE mediante resolución, conforme al numeral 10.1.4 literal b del presente Libro."	<p>Se acoge parcialmente lo planteado, en el sentido de que únicamente consignado en el apartado de "<i>Principales conceptos a considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i>", lo anterior, con el fin de evitar redundancias en la norma. Asimismo, se le informa que derivado de otros comentarios, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.4.1</b> <i>Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:</i></p> <p>(...)</p> <p>e) <i>El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento, la cual se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J de este Libro.</i></p>
4	INDE (ECOE, EGEE)	El usar una tasa de descuento que asocie los valores promedio de los riesgos del conjunto de países miembros, nos encarecerá la tasa de descuento, pero aun así el tema fundamental sería que el EOR, será quien definiría el valor presente neto de la			Respecto a lo planteado por el participante, se le indica que la tasa de descuento o costo promedio ponderado, se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión, el cual es utilizado para los proyectos que tienen riesgos similares en el sector de transmisión; en este sentido, para estimar el costo real del capital propio para un proyecto en Centroamérica se elige, como ponderador la inversión realizada en la línea SIEPAC

		inversión al correr las series costo beneficio.			de manera proporcional de acuerdo a lo invertido en cada país. En virtud de lo anterior, no habiéndose presentado una propuesta concreta, se toma nota del comentario.
--	--	---	--	--	--

**NUMERAL 10.3.3.6 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto: Nacionales o Regionales	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  El modelo de planificación deberá identificar los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, a los grupos de ampliaciones de transmisión regional identificados o a las ampliaciones de transmisión regional individuales.	Se le aclara al participante, que la norma propuesta se refiere al ámbito regional; no obstante, no se acoge la propuesta de ajuste toda vez que el fondo del contenido del numeral 10.3.3.6 están contemplado en el Anexo G del Libro III. En este sentido, con el fin de evitar duplicidad de la norma y derivados de otros comentarios se elimina el numeral observado.

2	<b>EOR</b>		Las características del modelo computacional están contenidas en el Anexo G del Libro III, por lo que se propone eliminar este numeral.	<del>10.3.3.6 El modelo de planificación deberá identificar los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, a los grupos de ampliaciones de transmisión identificados o a las ampliaciones de transmisión individuales.</del>	Se acoge la propuesta de eliminar el contenido del numeral 10.3.3.6 con el fin de evitar duplicidad de la norma.
3	<b>AGER</b>			Nuevamente se recomienda revisar esta modificación pues los costos asociados a las ampliaciones deben ser los relacionados con los proyectos regionales y no los nacionales, estos últimos competen al marco regulatorio local, en permisos y mecanismos de remuneración independientes.	Se le aclara al participante, que la norma propuesta se refiere al ámbito regional; no obstante, considerando que el fondo del contenido del numeral 10.3.3.6 está contemplado en el Anexo G del Libro III, con el fin de evitar duplicidad de la norma y derivados de otros comentarios se elimina el numeral observado.
4	<b>INDE (ECOE, EGEE)</b>	Aquí la planificación de la expansión regional en generación por el EOR, identificará los beneficios y costos incrementales a la expansión en la Generación a los grupos de ampliaciones de transmisión o ampliaciones individuales.(siempre y cuando sea regional es coherene.)			No habiéndose presentado una propuesta concreta, se toma nota del comentario.

**NUMERAL 10.3.3.7 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto: Nacionales o Regionales. En un grupo todas la ampliaciones son regionales, no hay ampliaciones nacionales en el grupo. Si no se podría evaluar técnica y económicamente en conjunto dicho grupo.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  El EOR deberá identificar los grupos de ampliaciones de transmisión regional asociados a una alternativa de expansión de la capacidad de transmisión regional, que <del>independientemente de la relación de pertenencia a las redes de transmisión nacionales o regionales,</del> muestren interdependencia funcional, operativa y económica, asociada a la función de conducir flujos de potencia de las posibles transacciones económicas internacionales en el MER.	Se acoge la propuesta de ajuste. Adicionalmente, derivado de otros comentarios, se consideró necesario ajustarla para mantener la congruencia de la norma.  Por su parte, siendo que el contenido de este numeral es un lineamiento, éste se traslada al nuevo numeral 10.3.3.2, literal e) por lo que se modifica y se leerá de la siguiente manera:  <b><i>10.3.3.2 El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</i></b>  (...)  <i>e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.</i>

2	<b>EOR</b>	Se propone mejorar la redacción para claridad y simplicidad de la norma. // Establecer interdependencia funcional-operativa-económica no es claro. // Se considera que bajo el criterio técnico de establecer complementariedad (interdependencia funcional) de las ampliaciones para las funciones de porteo, exportación o importación, sería suficiente para inferir que habría una relación operativa y económica y por tanto establecer que corresponde su agrupamiento.		10.5.5 El EOR identificará los grupos de Ampliaciones de transmisión asociados a la expansión de la capacidad operativa de transmisión regional, que muestren interdependencia funcional, en las transferencias de potencia para intercambios de energía en el MER.	Se acoge parcialmente lo planteado por el participante. Por su parte, siendo que el contenido de este numeral es un lineamiento, éste se traslada al nuevo numeral 10.3.3.2, literal e) por lo que se modifica y se leerá de la siguiente manera:  <i>10.3.3.2 El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</i>  (...)  <i>e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.</i>
3	<b>AGER</b>			Nuevamente se recomienda revisar esta modificación pues los costos asociados a las ampliaciones deben ser los relacionados con los proyectos regionales y no los nacionales, estos últimos competen al marco regulatorio local, en permisos y mecanismos de remuneración independientes.	Se le aclara al participante, que la norma propuesta se refiere al ámbito regional y no nacional; por otra parte, derivado de otros comentarios, se consideró necesario ajustar la propuesta para mantener la congruencia de la norma, siendo que el contenido de éste es un lineamiento, se traslada al nuevo numeral 10.3.3.2, literal e) por lo que se modifica y se leerá de la siguiente manera:  <i>10.3.3.2 El EOR en el desarrollo de la</i>

					<p><i>Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:</i></p> <p>(...)</p> <p><i>e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.</i></p>
4	CNEE	<p>La regulación debe ser clara al respecto del objetivo de las ampliaciones regionales, y en ese sentido, el SPGTR ha utilizado el criterio mínimo de lograr cumplir con los CCSD; en este caso las alternativas de expansión de "posibles transacciones económicas internacionales en el MER" es una descripción ambigua que aplica a cualquier escenario de expansión.</p>		<p>"[...], asociada a la función de la transmisión regional cumpliendo con los CCSD de la RTR."</p>	<p>En cuanto a "[...], asociada a la función de la transmisión regional cumpliendo con los CCSD de la RTR", no se acoge el comentario toda vez que en el proceso de planificación de la transmisión, el EOR realizará los estudios técnicos cumpliendo con los CCSD definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER.</p>

**NUMERAL 10.3.4 DEL LIBRO III DEL RMER**



#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR		El título se refiere solamente a la planificación de largo plazo, sin embargo, en el 10.3.4.1 se habla de alcances amplios e incluye Base de Datos, Diagnóstico de mediano plazo, y clasificación de las ampliaciones. // Hacer referencia a un título congruente con lo establecido en el Arto. 28 del Tratado Marco.	<b>10.6 Procedimiento y metodología para la Planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión Regional.</b>	Se acoge parcialmente la propuesta de ajuste, la cual se leerá de la siguiente forma:  <i>10.3.5 Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i>
2	CNEE	Guardar consistencia entre título y contenido		"Procedimiento para la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo."	Se acoge parcialmente la propuesta de ajuste, la cual se leerá de la siguiente forma:  <i>10.3.5 Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional</i>

**NUMERAL 10.3.4.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	---	---------------

				<b>PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)</b>	
<b>1</b>	<b>CNEE</b>	Las demás literales del numeral 10.3.4.1 no hacen referencia, se recomienda guardar congruencia y solamente indicar el título.		"b) Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR."	Se acoge parcialmente lo propuesto por el participante, por lo que se hará el ajuste correspondiente. En virtud de lo cual, la norma se leerá así: <b>10.3.5.1</b> El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:  a) Conformación de la Base de Datos Regional; b) Diagnóstico de Mediano Plazo; c) Planificación de la generación regional; y d) Planificación de la transmisión regional.
<b>2</b>	<b>CDMER</b>	Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto: Nacionales o Regionales. También hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes. En el literal	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:  a) Conformación de la Base de Datos Regional; b) Diagnóstico de Mediano Plazo del numeral 10.2; c) Planificación indicativa de la expansión de la generación regional; d) Planificación indicativa de la	Respecto a lo indicado por el participante, no se acoge el ajuste sugerido, toda vez que derivado de comentarios de otros participantes, se eliminan los literales e) y f) de la propuesta, la cual se modifica y se leerá de la siguiente manera:  <b>10.3.5.1</b> El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:  a) Conformación de la Base de Datos Regional; b) Diagnóstico de Mediano Plazo;

		f) se sugiere eliminar una redundancia de redacción.		expansión de la transmisión regional; e) Clasificación de las ampliaciones de transmisión regional de la alternativa de expansión seleccionada; y f) Identificación de las ampliaciones de la transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM <del>identificadas</del> y de las ampliaciones de la transmisión regional recomendadas.	c) <i>Planificación de la generación regional; y</i> d) <i>Planificación de la transmisión regional.</i>
3	<b>EOR</b>	En esta sección se propone los procedimientos en orden secuencial, con el propósito de que la regulación regional sea clara y precisa para su aplicación. // La clasificación solo es una tarea dentro de la planificación de la transmisión, no se observa necesario considerarlo una etapa. Por otra parte, la identificación de las ampliaciones indicadas en el literal f) es precisamente lo que debe hacerse en la planificación de la transmisión, no es una	Se propone eliminar los literales e) y f), por ser parte de la planificación de la transmisión. Por lo que se recomienda cambio en la redacción.	10.6.1 El procedimiento para realizar la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional contiene las siguientes etapas: // a) Conformación de la Base de Datos Regional. // b) Elaboración del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR. // c) Elaboración de la Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo. // d) Elaboración de la expansión de la Transmisión Regional de Largo Plazo.	Respecto a lo indicado por el participante, se acoge parcialmente el ajuste sugerido. En cuanto a la incorporación del término "RTR", no se acoge toda vez que el Diagnóstico de Mediano Plazo tiene como objetivo evaluar la condición operativa del SER.  En virtud de lo anterior, se ajusta la propuesta normativa, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b>10.3.5.1</b> <i>El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:</i>  a) <i>Conformación de la Base de Datos Regional;</i> b) <i>Diagnóstico de Mediano Plazo;</i> c) <i>Planificación de la generación regional; y</i>

		etapa diferente ni adicional.			<i>d) Planificación de la transmisión regional.</i>
4	<b>EPR</b>	Considerar la COIIM se debe mantener entre pares de países		<p>10.3.4.1 El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:</p> <p>a) Conformación de la Base de Datos Regional;</p> <p>b) Diagnóstico de Mediano Plazo del numeral 10.2;</p> <p>c) Planificación indicativa de la expansión de la generación regional;</p> <p>d) Planificación indicativa de la expansión de la transmisión regional;</p> <p>e) Clasificación de las ampliaciones de transmisión de la alternativa de expansión seleccionada; y</p> <p>f) Identificación de las ampliaciones de la transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM entre pares de países miembros identificadas y de las ampliaciones de la transmisión regional recomendadas.</p>	<p>Respecto a lo indicado por el participante, no se acoge el ajuste sugerido, toda vez que derivado de comentarios de otros participantes, se eliminan los literales e) y f) de la propuesta, la cual se modifica y se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.1</b> <i>El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:</i></p> <p><i>a) Conformación de la Base de Datos Regional;</i></p> <p><i>b) Diagnóstico de Mediano Plazo;</i></p> <p><i>c) Planificación de la generación regional; y</i></p> <p><i>d) Planificación de la transmisión regional.</i></p>

**NUMERAL 10.3.4.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	<p><b>LITERAL A</b></p> <p>1. Se reitera, que debe guardar concordancia con el nombre que debe llevar la Base de Datos Regional para la planificación regional, la cual se entiende, es diferente de aquella que se establece en el numeral 5.1 del Libro III.</p> <p>2. Los informes de planificación de las entidades nacionales ya se regularon mediante el numeral 10.1.4 literal a, al indicar que al primer día hábil del periodo bienal el OS/OM de cada país debe remitirlo, asimismo se reitera la Observación General No. 7.</p> <p>3. Finalmente, las fuentes que utilice el EOR deben estar documentadas.</p>		<p><b>LITERAL A</b></p> <p>"a) Se utilizará para la conformación de la Base de Datos del SPGTR:</p> <p>i. La información de la Base de Datos Regional que se describe en el numeral 5.1 de este Libro. La Base de Datos del SPGTR será complementada y actualizada con datos para la planificación regional, que deben suministrar los Agentes, o Entidades, a través de los OS/OM de cada uno de los países del MER.</p> <p>ii. los informes de planificación de la expansión de la generación y la transmisión nacional actualizados al primer día hábil del periodo bienal, los cuales estén vigentes de acuerdo con lo aprobado por la entidad nacional de planificación de cada uno de los países del MER; el EOR solicitará a los OS/OM una certificación del contenido de los planes de expansión; y</p> <p>iii. datos de fuentes propias, las cuales a las cuales hará referencia en la bibliografía."</p>	<p><b>LITERAL A</b></p> <p>Se le indica al participante, lo siguiente:</p> <p>1) Que el RMER considera una única Base de Datos Regional (BDR), que contiene información para los distintos procesos que se llevan a cabo en el MER.</p> <p>2) Que derivado de otros comentarios y para evitar redundancia, el contenido del numeral 10.1.4 se ajusta y se traslada al nuevo numeral 10.3.5.3.</p> <p>3) Que el inciso que contenía la referencia "<i>datos de fuentes propias</i>" fue eliminado.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera adecuado acoger el ajuste propuesto por el participante.</p>

		<p><b>LITERAL B</b></p> <p>1. Es una mala práctica regulatoria establecer un criterio ambiguo, por lo tanto, debe eliminarse el adjetivo "fehacientemente", ya que las recomendaciones que se formulan deben incluirse, y en caso se rechacen, deben indicarse las razones técnicas o legales para no tomar en cuenta las recomendaciones.</p> <p>2. Los numerales 10.1.4 literal a, 10.3.2.1 literal c inciso ii, 10.3.4.2 literal a inciso i, y 10.6.1 indica que es la "información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones", se reitera la Observación General no. 7;</p> <p>3. Finalmente, en la literal anterior se indicó al respecto del contenido de los planes</p>		<p><b>LITERAL B</b></p> <p>"b) Se incluirán las recomendaciones que formulan el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Generación (CTPEG), en cuanto resulten relevantes para la elaboración de la planificación regional."</p>	<p><b>LITERAL B</b></p> <p>Se indica al participante lo siguiente:</p> <p>1) Derivado de otros comentarios se ajusta la norma y se elimina el literal.</p> <p>2) En cuanto al suministro de información, el EOR en el ejercicio de su personalidad jurídica que le confiere al artículo 25 del Tratado Marco, puede requerir información atendiendo la normativa nacional aplicable para el acceso de la información pública.</p>
--	--	---	--	---	---

		<p>de expansión, por lo tanto, se debe eliminar del presente literal e incluirlo en el literal a, inciso ii.</p> <p><b>LITERAL C</b></p> <p>Se repite lo indicado en el numeral 10.1.4 literal b) lo cual es una mala práctica regulatoria. Se recomienda hacer una referencia.</p>		<p><b>LITERAL C</b></p> <p>"c) El EOR utilizará la tasa de descuento conforme al numeral 10.1.4 literal b."</p>	<p><b>LITERAL C</b></p> <p>Se le indica al participante, que, derivado de otros comentarios, se elimina la referencia en este numeral, quedando únicamente recogido en el nuevo numeral 10.3.4.1 inciso e).</p> <p>En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p> <p>Derivado de todo lo anterior, la propuesta normativa leerá así:</p> <p><i>10.3.5.3 El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las</i></p>
--	--	---	--	---	---

					<p>entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.</i></p>
2	<b>CDMER</b>	<p>La fuente de datos para la planificación regional debería tener un solo canal: la autoridad o entidad nacional competente de planificación. Si esta entidad no es nombrada o no se puede identificar entonces por defecto sería el Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM). Las recomendaciones de los Comités Técnicos referidos no deben ser vinculantes ya que el EOR es el</p>	<p>Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p>Debe decir:</p> <p>Se conformará una Base de Datos Regional, de la siguiente manera:</p> <p>a) La conformación de la Base de Datos Regional utilizará:</p> <p>i. la información contenida en la Base de Datos Regional que se describe en el numeral 5.1 de este Libro. La Base de Datos Regional será complementada y actualizada con datos para la planificación regional, que deben suministrar los Agentes a través de los OS/OM las autoridades nacionales competentes de planificación de cada uno de los</p>	<p>Se le indica al participante, lo siguiente:</p> <p>1) En cuanto a "...debería tener un solo canal: la autoridad o entidad nacional competente de planificación. Si esta entidad no es nombrada o no se puede identificar entonces por defecto sería el Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM)." Considerando que la información solicitada tiene como fin conformar la BDR para la planificación regional, el apartado 5.1 del Libro III del RMER ya establece que el EOR la podrá solicitar a través de los OS/OMS y en su defecto a la autoridad nacional encargada de la planificación.</p> <p>2) Al respecto de "Las recomendaciones de los Comités Técnicos referidos no</p>



		<p>responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos.</p>		<p>países del MER;</p> <p>ii. los informes de planificación de la expansión de la generación y transmisión nacional actualizados al momento de conformar la Base de Datos Regional, de acuerdo con lo establecido por la entidad nacional competente de planificación de cada uno de los países del MER; y datos de fuentes propias.</p> <p>b) Se incluirán las recomendaciones no vinculantes que formule <del>fehacientemente</del> el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), en cuanto resulten relevantes para la elaboración de la planificación regional. El EOR solicitará a las entidades nacionales competente de Planificación, una certificación del contenido de los planes nacionales de expansión.</p>	<p><i>deben ser vinculantes"</i>, se le aclara que derivado de otros comentarios, se elimina de la propuesta la referencia a dichos comités.</p> <p>Por su parte, se le informa que derivado de otros comentarios se ha modificado la propuesta normativa, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>10.3.5.3 El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</i></b></p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración</i></p>
--	--	--	--	--	--

					<i>del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.</i>
3	<b>EOR</b>	Mejoras de redacción y precisiones en el texto. // A parte de lineamientos deben considerarse aspectos procedimentales, incluyendo fechas y plazos para suministro de la información y todo lo que en cuanto a lineamientos y procedimientos corresponda a la base de datos en esta sección. // Las entidades de opinión relevante en el proceso son los OS/OM y entidades planificadoras nacionales. // Por otra parte, el RMER no hace referencia a los Comités Técnicos, sino que, a los grupos de trabajo regional, que son instancias de apoyo		10.6.2. Conformación de la Base de Datos Regional (BDR): se conformará la BDR para la planificación regional con un horizonte de quince 15 años, considerando lo siguiente: a) Se utilizará la información contenida en la BDR que se describe en el numeral 5.1, de este Libro, actualizada con la información que suministrarán las ANCP de cada país relacionada a los planes nacional de expansión de la generación y transmisión aprobados según lo establecido en las normativas de cada país, y cualquier otra información que sea requerida por el EOR. b) El EOR incorporará en la BDR, datos de fuentes propias que no tengan origen en la información provista por las ANCP o los OS/OM. c) El EOR solicitará a los OS/OM información para la planificación regional, dando un plazo de al menos 60 días calendario para el	Se le indica al participante, lo siguiente: 1) Que no existe en la normativa sometida a la consulta pública el término "ANCP". 2) Que el apartado 5.1 del Libro III del RMER, faculta al EOR para que previa consulta con los OS/OMS defina los plazos para el suministro de la información para la conformación de la BDR a ser usado en la planificación regional. 3) En cuanto a la Tasa de Descuento, la CRIE actualiza y publica anualmente dicho valor, por lo que no se considera necesario remitirlo al EOR. 4) Referente a la propuesta de validación del contenido de la BDR integrada, se le aclara que dicha validación es una coordinación interna que es responsabilidad del EOR conforme a lo establecido en el apartado 5.1 del Libro III del RMER.

		<p>al EOR. Estos grupos no tienen una representación legal ni son entidades con responsabilidades, y solo son de carácter consultivo, por tanto, no se observa relevante su actuación en esta etapa del proceso.</p>		<p>suministro de esta. Los OS/OM coordinarán con las ANCP el suministro de la información que corresponda.</p> <p>d) A más tardar el último día hábil de noviembre del año previo a la elaboración de la planificación regional, los OSOM, remitirán al EOR la información para la conformación de la BDR.</p> <p>e) El EOR coordinará con los OS/OM y las ANCP la validación del contenido de la BDR integrada.</p> <p>f) La CRIE informará al EOR, la tasa de descuento regional a más tardar el último día hábil de enero del año que corresponde elaborar la planificación de la generación y transmisión regional.</p>	<p>En razón de lo anterior, no se acoge los ajustes propuestos; no obstante, se le informa que derivado de otros comentarios y con el fin de mejorar la norma, la misma se modifica, por lo que se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.3</b> <i>El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.</i></p> <p><i>La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para</i></p>
--	--	--	--	---	--

					realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.
4	<b>EOR</b>		La propuesta de modificación al RMER contenida en la CP-02-2022, no contiene un procedimiento y metodología para realizar el estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo. Por lo cual, se propone el siguiente procedimiento para el Diagnostico de Mediano Plazo.	10.6.3 Procedimiento de elaboración del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR. Con base en los escenarios previsible de generación y demanda, las condiciones previstas de la generación y la red de transmisión del SER, y el cumplimiento de los CCSD, a través de estudios eléctricos, se aplicará el siguiente procedimiento: a) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples. b) Estimar la capacidad operativa de transmisión entre pares de países adyacentes, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano (época seca) e invierno	Se le indica al participante que la propuesta normativa sometida a consulta pública contempla los alcances y lineamientos a seguir para el desarrollo del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo. Asimismo, se le aclara, que el contenido del ajuste propuesto por el participante ya se encontraba establecido en el numeral 10.2.2 de la propuesta (nuevo numeral 10.2.3.1). No obstante, con el fin de mejorar la claridad de la norma, se acoge parcialmente sus propuestas de ajuste quedando contemplados en el nuevo numeral antes referido, el cual lee así: <i>10.2.3.1 Con base en los escenarios previsible de generación y demanda del SER, el EOR deberá cumplir los siguientes lineamientos:</i>  a) <i>Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante</i>

				(época lluviosa), sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior. Para la estimación de la capacidad operativa de transmisión se utilizará el análisis por el método de curvas PV. e) Identificar las restricciones a la capacidad operativa de transmisión de la RTR para alcanzar y mantener la COIIM.	<i>contingencias simples;</i>  b) <i>Estimar la Capacidad Operativa de Transmisión, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, de estación seca y húmeda, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias; y</i>  c) <i>Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.</i>
5	AMM	El MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros, los cuales se rigen por sus propias normativas, los entes nacionales solo pueden suministrar información técnica en coordinación con los OS/OM, sin interferir en funciones de los entes nacionales.	De conformidad con lo establecido en el RMER (L.I 1.4.1, literal e; y L.II 3.2.1), el MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros.	Se propone la siguiente redacción para el literal “b)”. Se incluirán las recomendaciones que formule fehacientemente el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), en cuanto resulten relevantes para la elaboración de la planificación regional. El EOR solicitará <b>a través del OS/OM a</b> las entidades nacionales de Planificación, una certificación del contenido de los planes nacionales de expansión.	Se le indica al participante, que derivado de otros comentarios, el literal b) al que propone hacerle ajustes se ha eliminado de la propuesta normativa. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.  No obstante, quedó establecido en la norma que el EOR solicitará los planes nacionales a los OS/OMS considerándose necesario que también pueda avocarse de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.

6	<b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY, SECACAO, CHOLOMA</b>	El MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros, los cuales se rigen por sus propias normativas, los entes nacionales solo pueden suministrar información técnica en coordinación con los OS/OM, sin interferir en funciones de los entes nacionales.	De conformidad con lo establecido en el RMER (L.I 1.4.1, literal e; y L.II 3.2.1), el MER es un mercado independiente de los mercados nacionales de los países miembros.	Se propone la siguiente redacción para el literal "b)" b) Se incluirán las recomendaciones que formule fehacientemente el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), en cuanto resulten relevantes para la elaboración de la planificación regional. El EOR solicitará a través del OS/OM a las entidades nacionales de Planificación, una certificación del contenido de los planes nacionales de expansión.	Se le indica a los participantes, que derivado de otros comentarios, el literal b) al que propone hacerle ajustes se ha eliminado de la propuesta normativa. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.  No obstante, quedó establecido en la norma que el EOR solicitará los planes nacionales a los OS/OMS considerándose necesario que también pueda avocarse de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.
7	<b>INDE, (ECOE, ETCEE, EGEE)</b>	Actualmente se proporciona información por parte de los agentes y el OS/OM, no obstante, el término "certificar" puede generar mayores gestiones para todos los agentes.	Tratado Marco del mercado Eléctrico de América Central Artículo 2 literal f. "Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes..."	b) .... El EOR solicitará a las entidades nacionales de Planificación, el contenido de los planes nacionales de expansión.	Se le indica al participante, que derivado de otros comentarios, se ajustó la norma, eliminándose el literal b) que propone ajustar; no obstante, quedó establecido en la norma que el EOR solicitará los planes nacionales a los OS/OMS considerándose necesario la posibilidad que éste también pueda avocarse de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.

8	ENATREL, INE, MEM		Eliminar requerimiento de certificación, puesto que no existe certificación necesaria, Ley 290.	Se incluirán las recomendaciones que formule fehacientemente el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), en cuanto resulten relevantes para la elaboración de la planificación regional.	Se le indica al participante, que derivado de otros comentarios, el literal al que propone hacerle ajustes se ha eliminado de la norma. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.
9	AES PANAMÁ, S.R.L	Los agentes del mercado deben poder solicitar las bases de datos Regional.	Basado en el principio de transparencia, de modo que cualquier agente del mercado pueda simular los resultados presentados por el operador regional.		Se le aclara al participante, que conforme al apartado 5.1.14 del Libro III del RMER, la información contenida en la BDR es de libre acceso.

### NUMERAL 10.3.4.3 DEL LIBRO III DEL RMER

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	<b>LITERAL A:</b> La regulación debe evitar las ambigüedades, y conforme a las recomendaciones de planificación, un		<b>LITERAL A:</b> "ii. Para el periodo de largo plazo (los diez años restantes del horizonte), los proyectos de expansión de generación nacionales se consideraran en el	Se le indica al participante, lo siguiente:  a) En cuanto a "...se considera como candidato ya que está en etapa de evaluación y prefactibilidad", se acoge parcialmente, modificando la norma en el sentido de que se tome en cuenta los

		<p>proyecto en un horizonte de 10 años se considera como candidato ya que esta en etapa de evaluación y prefactibilidad.</p> <p><b>LITERAL B:</b> No. 5</p> <p>OBSERVACIÓN 5. Se considera que el CDMER es el foro adecuado para discutir y tomar decisiones sobre inversiones de transmisión regional, sin embargo, en el artículo 16 del Segundo Protocolo del Tratado Marco, se establece literalmente que: “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...”. en ese sentido, el Tratado</p>		<p>modelo de optimización, como plantas candidatas.”</p> <p><b>LITERAL B INCISO ii:</b> “[...] a través de la RTR, suponiendo distintas capacidades de las interconexiones, superiores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros, y el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional.”</p> <p><b>LITERAL C:</b> "i. la RTR en forma simplificada, utilizando solamente la capacidad máxima vigente de intercambio entre áreas de control, y en cumplimiento de los criterios de reserva rodante establecidos en el numeral 16.2.7.9 del presente Libro.”</p> <p><b>LITERAL C ROMANO ii:</b> "ii asignar una calificación asociada, que permita ponderar cuantitativamente su beneficio social y su impacto en las evaluaciones económicas, y</p>	<p>proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales.</p> <p>b) Respecto de reiterar la Observación 5, se le aclara al participante, que en efecto el Segundo Protocolo establece que el CDMER estará constituido por un representante de cada Estado Parte, que tenga competencia con la formulación de la política de integración eléctrica de su país con relación al MER. Asimismo, el CDMER, es el ente responsable de impulsar el desarrollo del MER y deberá adoptar las decisiones necesarias para lograr los objetivos y fines integrales del Tratado y sus Protocolos. Adicionalmente, el CDMER es responsable, entre otros, de procurar que se realicen gradualmente las modificaciones de las regulaciones nacionales armonizándolas con la regulación regional, para el funcionamiento adecuado del MER; es en ese sentido, que se considera que al tener todos los países miembros una política energética y siendo el CDMER el órgano competente para la emisión de las políticas de integración eléctrica regional, se hace necesario contar con una política energética regional, con el objetivo de que los lineamientos ahí contenidos contribuyan en la elaboración</p>
--	--	--	--	--	--



		<p>Marco y sus Protocolos, no contemplan la formulación de una política de integración eléctrica regional por parte del CDMER, por lo que, se recomienda incluir claramente dicha función, en una futura modificación del Tratado Marco del MER, antes de incluir el numeral 10.1.5 en el RMER, así como los numerales 10.3.4.3 literal b y 10.3.2.2 del Libro III del RMER y cualquier otro numeral que haga referencia a la función que se le pretende otorgar al CDMER, en este tema de la formulación de una política de integración eléctrica regional.</p> <p><b>LITERAL ROMANO ii: B</b></p> <p>Se extralimita el inciso ii, con base en lo establecido en el Tratado Marco, utilizar</p>		<p>realizar una comparación relativa de los escenarios."</p> <p><b>LITERAL D:</b></p> <p>"El EOR solicitará a los Comités Técnicos (CTPEG y CTPET), sus observaciones y comentarios sobre la formulación de los escenarios y sus resultados, los cuales deberán ser remitidos dentro de un plazo de quince días hábiles. El EOR incluirá las observaciones y comentarios, y si resultaron en modificaciones del plan indicativo, en caso sean rechazadas las observaciones, se dejará constancia del fundamento técnico para no tomarlas en cuenta."</p> <p><b>GENERAL:</b></p> <p>"10.3.4.3 Planificación Indicativa de la Expansión de la Generación Regional</p> <p>10.3.4.3.1 El EOR realizará la planificación indicativa de la expansión de la generación regional para un horizonte de quince (15) años, conforme a lo siguiente:"</p>	<p>del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional.</p> <p>c) Se acoge parcialmente lo planteado en cuanto a eliminar la utilización de escenarios de transferencias con las interconexiones extrarregionales. No obstante, debe tenerse en cuenta que en el ejercicio de la planificación regional es necesario considerar dichos enlaces como parte de sus variables.</p> <p>d) Al respecto, de reiterar la observación No. 8, se le aclara al participante que con la redacción propuesta de mejora normativa sometida a la CP-02-2022, se consideran distintos escenarios cada uno de ellos de igual importancia, partiendo del análisis de un escenario base, sustentado en los planes de expansión de generación nacional de cada uno de los países, los cuales son desarrollados para el abastecimiento de la demanda nacional sin transferencias entre países.</p> <p>e) Derivado de otros comentarios, se ajustó la propuesta de norma, eliminándose el romano i del literal c).</p> <p>f) En cuanto a "<i>Esta regulación erróneamente indica que se asigne una probabilidad</i>", se le indica al participante, que derivado de otros comentarios, el uso de asignación de</p>
--	--	--	--	---	---

		<p>escenarios de transferencias con las interconexiones extrarregionales, se reitera lo indicado tanto mediante la Observación General no. 1, no. 2, no. 4 y no. 6.</p> <p><b>LITERAL B</b> <b>INCISOS:</b></p> <p>Se solicita tomar en cuenta los argumentos indicados en la Observación General No. 8 Observación General No. 8 Establecer un escenario de autosuficiencia en la planificación regional sugiere que no se podrían cumplir los fines del Tratado, dado que el MER considera que tiene una alta probabilidad tender a dicho escenario. Aunque es parte de la técnica en la planificación elaborar escenarios, en los cuales puede estar el de</p>			<p>probabilidades en la evaluación de los escenarios ha sido eliminado de la norma. Toda vez que se estarán considerando escenarios para alcanzar y mantener la COIIM, así como para superar dicha capacidad.</p> <p>g) Referente a establecer plazos a los comités técnicos, se le indica que derivado de otros comentarios, el literal d) fue eliminado.</p> <p><b>GENERAL:</b></p> <p>Se le indica al participante que el contenido de la propuesta de norma sometida a consulta pública ha sido organizada con una estructura que permite un orden lógico de los procesos a considerarse en la planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional; en este sentido, no se considera necesario realizar una subdivisión. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p> <p>En razón de lo anterior, se modifica la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.3.5.4 El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince</i></p>
--	--	---	--	--	---

		<p>autosuficiencia, se propone eliminar dicha referencia para no darle relevancia a un escenario específico o que se pueda considerar de alta probabilidad. En todo caso, de mantener la inclusión de parte de la CRIE, se propone que también debería darle relevancia a un escenario de máxima integración regional, que sería el extremo opuesto al escenario de autosuficiencia.</p> <p><b>LITERAL C:</b> Se propone la siguiente redacción.</p> <p><b>LITERAL ROMANO ii: C</b> Esta regulación erróneamente indica que se asigne "una probabilidad", ya que lo que se procura en este inciso es asignar una calificación del</p>			<p><i>(15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:</i></p> <p><i>a) Etapas del horizonte de estudio:</i></p> <p><i>i. etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y</i></p> <p><i>ii. etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e</i></p>
--	--	---	--	--	---

		<p>escenario conforme al beneficio social. Una probabilidad se calcula con las medidas de certeza de cada proyección, por ejemplo, con la probabilidad de un escenario hídrico normal, lluvioso, seco, muy lluvioso, o muy seco, o con la probabilidad de demanda mínima, media, o alta. Por lo tanto se debe corregir y establecer que se asignará una calificación.</p> <p><b>LITERAL D:</b> Es una buena práctica regulatoria establecer plazos para emitir observaciones.</p>			<p><i>interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.</i></p> <p><i>b) Escenarios de expansión de la generación: Los escenarios deberán ser representativos y considerarán, al menos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>i. un escenario base;</i></li> <li><i>ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y</i></li> <li><i>iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.</i></li> </ul> <p><i>Para los escenarios de los romanos ii. y iii. de este literal, se podrá considerar la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o las premisas técnicas mínimas que emita el EOR.</i></p> <p><i>c) El escenario base será el Escenario de Autosuficiencia y se conformará según lo siguiente:</i></p>
--	--	---	--	--	--

					<p>i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;</p> <p>ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable; y</p> <p>iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.</p> <p>d) La optimización de la expansión de la generación, se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.</p> <p>e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: el escenario de expansión de la generación se determinará, partiendo de los escenarios detallados en el literal b) del presente numeral y considerando opciones para alcanzar, mantener y superar la COIIM. Este escenario deberá minimizar el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios de expansión de la generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, tales como: la</p>
--	--	--	--	--	---

					<p><i>proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no de la ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes.</i></p> <p><i>f) El EOR junto con los OS/OMS y las entidades nacionales correspondientes, revisará los resultados de la planificación de la generación regional.</i></p> <p><i>g) El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.</i></p>
2	<b>CDMER</b>	La asignación de probabilidades asociadas a los escenarios de expansión de la generación puede ser muy discrecional. Normalmente se considera que los	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>El EOR realizará la planificación indicativa de la generación regional para un horizonte de quince (15) años, con base a lo siguiente: .... c) Evaluación de los escenarios de expansión de la generación:</p>	<p>Se le indica al participante, que respecto al uso de asignación de probabilidades en la evaluación de los escenarios, esta ha sido eliminada de la norma, considerando escenarios para alcanzar y mantener la COIIM, así como para superar dicha capacidad. En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p>

		<p>escenarios equiprobables. son</p>		<p>Para los escenarios definidos en el literal b) se deberá considerar, lo siguiente:  .....  ii. asignar una probabilidad asociada o considerar los escenarios equiprobables que permita ponderar cuantitativamente su beneficio social y su impacto en las evaluaciones económicas y comparación relativa de las mismas;</p>	<p>No obstante, derivado de otros comentarios, con el fin de mejorar su estructura y su comprensión, se ha ajustado la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.4</b> <i>El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:</i></p> <p>a) <i>Etapas del horizonte de estudio:</i></p> <p>i. <i>etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y</i></p> <p>ii. <i>etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación</i></p>
--	--	--------------------------------------	--	--	--

					<p><i>incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.</i></p> <p><i>b) Escenarios de expansión de la generación: Los escenarios deberán ser representativos y considerarán, al menos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>i. un escenario base;</i></li> <li><i>ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y</i></li> <li><i>iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.</i></li> </ul> <p><i>Para los escenarios de los romanos ii. y iii. de este literal, se podrá considerar la Política</i></p>
--	--	--	--	--	---



					<p><i>de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o las premisas técnicas mínimas que emita el EOR.</i></p> <p><i>c) El escenario base será el Escenario de Autosuficiencia y se conformará según lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;</i></li> <li><i>ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable; y</i></li> <li><i>iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.</i></li> </ul> <p><i>d) La optimización de la expansión de la generación, se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.</i></p> <p><i>e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: el escenario de expansión de la generación se determinará, partiendo de los escenarios detallados en el literal b) del presente numeral y considerando opciones para</i></p>
--	--	--	--	--	---

					<p><i>alcanzar, mantener y superar la COIIM. Este escenario deberá minimizar el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios de expansión de la generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, tales como: la proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no de la ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes.</i></p> <p>f) <i>El EOR junto con los OS/OMS y las entidades nacionales correspondientes, revisará los resultados de la planificación de la generación regional.</i></p> <p>g) <i>El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.</i></p>
--	--	--	--	--	--

3	<p><b>EOR</b></p>	<p>1. Respecto al literal a): // • No se entiende a qué se refiere la desagregación de la Demanda en la RTR. En la etapa de planificación de la generación, la demanda se informa al modelo sin red de transmisión, y por otra parte, la planificación se realiza para todo el SER no solo para demandas conectadas a la RTR. // • Sobre los planes nacionales de expansión de generación, la referencia del período de mediano plazo de 5 años puede causar confusión con el horizonte de 3 años para el Diagnóstico de mediano plazo, se recomienda quitar esta referencia de mediano plazo. // • Es necesario que se defina en que consiste un escenario de transferencias de corto plazo. // 1. Con relación al literal b). // • Es necesario que se</p>	<p>4. Sobre d) y e) la consulta a los grupos de trabajo regionales no puede ser vinculante por la competencia que le asigna el RMER a estos grupos, por tanto, la consulta que se realice solo debe ser un tema procedimental del proceso y no quedar en la normativa. // Por otra parte, el RMER no hace referencia a los Comités Técnicos, sino que, a los grupos de trabajo regional, que son instancias de apoyo al EOR. Estos grupos no tienen una representación legal ni son entidades con responsabilidades, y solo son de carácter consultivo, por tanto, no se observa relevante su actuación en esta etapa del proceso. // • Las entidades de opinión relevante en el proceso son los OS/OM y entidades planificadoras nacionales. // 4. Respecto al literal e) // • Conforme al TM y el RMER, no es competencia del CDMER ni de los Comités técnicos decidir sobre los aspectos que se indican. Las consultas pueden realizarse en el ámbito administrativo del</p>	<p>10.6.4 Procedimiento para la elaboración de la Planificación de la expansión indicativa de la generación regional.</p> <p>El EOR realizará la Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo (PGLP) para un horizonte de quince (15) años contados a partir del siguiente año en que se inicia el estudio, aplicando el procedimiento siguiente:</p> <p>a) Escenarios de expansión de la generación:</p> <p>Los escenarios a considerar para desarrollar la PGLP, incluirán al menos:</p> <p>i. Un escenario base con autosuficiencia de generación de los países.</p> <p>ii. Un escenario que considere el desarrollo proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional.</p> <p>iii. Un escenario que defina el EOR considerando tendencias del desarrollo de la generación, del sistema de transmisión del SER, evolución del MER y de interconexiones extrarregionales.</p> <p>b) El escenario base de expansión de la generación con autosuficiencia de generación de los países, se conformará según lo</p>	<p>Se le indica al participante, que con el fin de mejorar la estructura y comprensión de la norma, se acoge parcialmente lo planteado, por lo que se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.4</b> <i>El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:</i></p> <p>a) <i>Etapas del horizonte de estudio:</i></p> <p>i. <i>etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y</i></p> <p>ii. <i>etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica</i></p>
---	-------------------	--	---	--	---

		<p>defina en que consiste un escenario de transferencias de corto plazo aplicado en la planificación de largo plazo. // • La optimización determina los intercambios de energía resultantes. En el mercado se materializan los intercambios por medio de transacciones de oportunidad. // • En lo que respecta a los contratos, son originados por decisiones de agentes con base a análisis estratégicos de su desempeño económico. en un estudio de optimización no deberían modelarse contratos por que representan restricciones preestablecidas a la optimización, que distorsionarán los resultados de la función objetivo. Por otra parte, el estudio contempla un horizonte de 15 años, y el MER no maneja</p>	<p>proceso, pero no quedar vinculantes en la normativa. // • La regulación debe ser más clara y explícita en cuanto al escenario de generación sobre el cual se realizará la planificación de la transmisión regional. Se recomienda especificar este escenario en la sección de planificación de la transmisión.</p>	<p>siguiente:  i. El escenario base medio o esperado de proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país.  ii. Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán “decididos” o “fijos”.  iii. Los proyectos de generación de iniciadores privados, que se consideran decididos, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio.  iv. Los proyectos de generación resultantes en el escenario de expansión base o de referencia de cada país, según los planes de expansión nacionales.  c) Etapas del horizonte de estudio:  i. Etapa temporal no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de la planificación de la generación, en el cual se consideran en firme los proyectos de generación decididos o fijos, en esta etapa no se incorporan expansiones de generación</p>	<p><i>de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.</i></p> <p><i>b) Escenarios de expansión de la generación:  Los escenarios deberán ser representativos y considerarán, al menos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>i. un escenario base;</i></li> <li><i>ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y</i></li> <li><i>iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.</i></li> </ul> <p><i>Para los escenarios de los romanos ii. y iii. de este literal, se podrá considerar la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o las premisas técnicas mínimas que emita el EOR.</i></p>
--	--	--	---	--	---

		<p>contratos de largo plazo. Es necesario eliminar ese requerimiento. // • En b) ii) no es clara la propuesta de escenarios de expansión con el suministro eléctrico usando la capacidad de uno o más países. Los escenarios en principio se sustentan en la optimización del despacho de toda la generación disponible en todos los países. Con lo propuesto en este inciso ¿Se modelará indisponible la generación del resto de países del MER? ¿o no se modelarán candidatos para la expansión del sistema de generación de los demás países? Es importante aclarar que la planificación consiste en la optimización de la expansión con base a costos de inversión y costos variables de los candidatos. Una consideración como la</p>		<p>adicionales por optimización de la expansión.  <b>ii.</b> Etapa temporal optimizable: corresponde a los diez (10) años, posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión del sistema de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda. En esta etapa se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional, u otros proyectos considerando las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER e interconexiones extrarregionales.  <b>d)</b> La optimización de la expansión de la generación se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.  e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: Se determinará el escenario de expansión de la generación que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios de expansión de la</p>	<p>c) <i>El escenario base será el Escenario de Autosuficiencia y se conformará según lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;</i></li> <li><i>ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable; y</i></li> <li><i>iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.</i></li> </ul> <p>d) <i>La optimización de la expansión de la generación, se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.</i></p> <p>e) <i>Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: el escenario de expansión de la generación se determinará, partiendo de los escenarios detallados en el literal b) del presente numeral y considerando opciones para alcanzar, mantener y superar la COIIM. Este escenario deberá minimizar el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios</i></p>
--	--	--	--	---	--

		<p>planteada es una restricción absoluta que técnicamente no es aplicable para un escenario de planificación. // <b>3.</b>Respecto al literal c) // • En ii), respecto a la asignación de una probabilidad no puede dejarse este tema sin establecer directrices mínimas ni criterios, ¿sobre qué parámetro o indicador se establecerá una probabilidad?, ¿cómo se calculará la probabilidad? La regulación no puede ser imprecisa, debe ser clara de lo contrario surgen discrecionalidades que serán objeto de observación, manteniendo la problemática que dio origen a la revisión de la regulación regional. Por otra parte, no se indica cual es el objetivo, aplicación o la utilidad de este requerimiento en el proceso de</p>	<p>generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, como la proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes. f) El EOR revisará con los OS/OM y las ANCP los resultados de la planificación de la expansión indicativa de la generación regional.</p>	<p><i>de expansión de la generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, tales como: la proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no de la ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes.</i></p> <p>f) <i>El EOR junto con los OS/OMS y las entidades nacionales correspondientes, revisará los resultados de la planificación de la generación regional.</i></p> <p>g) <i>El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.</i></p>
--	--	---	--	--

		<p>planificación de la generación. Se propone eliminar este requerimiento de asignar probabilidad. // Asimismo, siempre en ii) se hace referencia al beneficio social y a evaluación económica, lo cual se aplica a las ampliaciones de transmisión según el fondo que se ha manejado en la normativa.</p>			
4	<b>EPR</b>	<p>Hacer consistente la norma, para que la planificación indicativa de generación regional tenga el mismo plazo que la planificación de la transmisión</p>		<p>10.3.4.3 El EOR realizará la planificación indicativa de la generación regional para un horizonte de diez (10) años, con base a lo siguiente:</p>	<p>Se le indica al participante que el literal b) del numeral 10.1.1 de la propuesta sometida a Consulta Pública (nuevo numeral 10.3.1), establece que la Planificación de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional, se realiza con un horizonte de al menos quince (15) años. Adicionalmente, se le aclara que, en la Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional, el análisis económico se realiza para 15 años, la identificación de las ampliaciones regionales de transmisión se realiza para los primeros 10 años y se propondrán aquellas ampliaciones que cumplan con los criterios técnicos y económicos contenidos en la propuesta sometida a Consulta Pública y que entren en operación en los primeros 5 años. En este sentido, no se identifica una</p>

					inconsistencia en el horizonte de la Planificación por lo que no se acoge la propuesta de ajuste.
5	<b>ENATREL, INE, MEM</b>	<p>Literal a - Se solicita aclaración respecto a desagregar demanda.//</p> <p>Literal e - Consideramos que se deben seguir los procedimientos y jerarquías establecidas.</p>			<p>Al respecto se le indica a los participantes lo siguiente:</p> <p>1) En cuanto a su solicitud de aclaración, que con el término desagregar se pretendía indicar una división de la demanda en bloques de energía por nodo, no obstante, considerando otros comentarios, el literal a) del numeral 10.3.4.3 fue ajustado (nuevo numeral 10.3.5.4).</p> <p>2) En cuanto a la jerarquía se indica que los resultados de la planificación de la expansión de la generación regional, el EOR la realizará con las entidades nacionales correspondientes junto con los OS/OMS.</p> <p>En razón de lo anterior, no identificándose un ajuste concreto, no se acoge lo planteado.</p>



6	UT	Según la nueva redacción del literal a) del numeral 10.1.1, el horizonte de mediano plazo pasa a ser de 3 años, ya no es de 5, quedando de forma contradictoria lo redactado en este numeral contra lo indicado en el 10.3.4.3 del libro III del RMER.	Se considera que no está claro el plazo establecido el romano i. del literal a) del numeral 10.3.4.3, con relación a lo que establece el nuevo literal a) del 10.1.1, Capítulo 10, libro III: "a) Diagnóstico de Mediano Plazo: Siendo su propósito: evaluar la situación del SER con <b>un horizonte de los primeros tres (3) años</b> contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades: (...)" Además, se considera que no están claros los horizontes a mediano y largo plazo nacionales y regionales.		Se le indica al participante, que el plazo establecido en el Diagnóstico de Mediano Plazo es diferente al plazo de 5 años que se refiere en el numeral 10.3.4.3 de la propuesta sometida a la consulta pública (nuevo numeral 10.3.5.4), toda vez que este último se refiere a la planificación de la expansión de la generación regional. En razón de lo anterior, no identificándose un ajuste concreto, no se acoge el comentario.
---	----	--	---	--	---

**NUMERAL 10.3.4.4 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY, ASCEE, SECACAO, CHOLOMA</b>	<p>Es necesaria la modelación, pero existen complicación para proporciona información completa de la red extrarregional, por lo cual se propone que la información se entregue con modelos equivalentes.</p>	<p>El marco regulatorio actual establece que dichas interconexiones no forman parte de la RTR.</p>	<p>Se propone la siguiente redacción para el numeral “iv” del literal “a)” de la siguiente manera: iv. Las interconexiones eléctricas del MER con los mercados extraregionales, existentes y futuras, mediante modelos equivalentes simplificados;</p>	<p>Se le indica a los participantes que se eliminó el romano iv del literal a) del numeral 10.3.4.4 observado (nuevo numeral 10.3.5.5), toda vez que se recogió lo pertinente en el literal c) romano i. del numeral 10.3.3.2 de la propuesta normativa. Adicionalmente, en el apartado 5.1 del Libro III del RMER se encuentra lo referente a los enlaces extraregionales. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p>
2	<b>CNEE</b>	<p><b>LITERAL A ROMANO IV:</b></p> <p>Se reitera lo indicado en la Observación General no. 1, no. 2 y no. 4</p> <p><b>GENERAL:</b></p> <p>Se recomienda que el contenido de este numeral se identifique con claridad.</p>		<p><b>GENERAL:</b></p> <p>"10.3.4.4 Planificación Indicativa de la Expansión de la Transmisión Regional.</p> <p>10.3.4.4.1 El EOR realizará la planificación indicativa de la expansión de la transmisión regional de Largo Plazo, conforme a lo siguiente:".</p>	<p><b>LITERAL A ROMANO IV:</b></p> <p>No identificándose una propuesta de ajuste concreta, se toma nota de su comentario.</p> <p><b>GENERAL:</b></p> <p>Se le indica al participante que el contenido de la propuesta de norma sometida a consulta pública ha sido organizado con una estructura que permite un orden lógico de los procesos a considerarse en la planificación de la generación y la transmisión regional; en este sentido, no se considera necesario realizar una subdivisión. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p>

3	CDMER	<p>Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto: Nacionales o Regionales. También hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión Nacional se está refiriendo el texto: Planificadas Nacionalmente o Pendientes</p>	<p>Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p>Debe decir: El EOR realizará la Planificación de la Expansión Indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo, conforme a lo siguiente:</p> <p>a) Se tomarán como datos de entrada: .... iii. las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM que sean identificadas por el EOR en los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo; ... c) Respecto de las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM:</p> <p>Para el periodo de planificación de la transmisión regional, considerar en firme a las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM que ha identificado el EOR en el estudio de Diagnóstico de Mediano plazo, e identificar las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM en el largo plazo. ... d) Etapas de la planificación:</p>	<p>Al respecto de lo planteado, se le indica al participante que se acoge su comentario en cuanto a que "<i>Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto (...)</i>"; no obstante, la denominación a utilizar es "<i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM</i>".</p>
---	-------	--	--	--	--

				<p>La planificación de la expansión de la transmisión regional de largo plazo se desarrollará en dos etapas para los primeros diez años del horizonte de planificación, con base al escenario identificado en el literal e) del numeral 10.3.4.3; las Ampliaciones identificadas en cada etapa serán incorporadas en el análisis de las etapas posteriores:</p> <p>i. etapa I: identificación de las ampliaciones de transmisión nacionales pendientes para alcanzar y mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios eléctricos, con base al escenario con transferencias de corto plazo entre los países, que respeta la capacidad operativa mínima de intercambio internacional vigente;</p> <p>....</p> <p>e) Estudios de expansión indicativa de la transmisión regional:</p> <p>El escenario de expansión de la transmisión regional será analizado con el modelo de expansión de la transmisión y de estudios eléctricos, con el objeto</p>	
--	--	--	--	---	--

				de determinar soluciones conjuntas interdependientes y completas de expansión de la transmisión regional, utilizando donde corresponda los estudios siguientes: ....	
4	<b>EOR</b>	La parte del procedimiento técnico que describe los análisis para identificar las ampliaciones para la COIIM se propone quede en pasos bien definidos como se propone en el numeral 10.6.5.1, en la propuesta de cambios escrita por el EOR. // La información de los datos contenidos en este numeral 10.3.4.4, a considerar en la planificación de mediano y largo plazo están detallados en el numeral 10.4.2, literal d), como parte de los lineamientos generales.	Es necesario que la regulación establezca el mecanismo técnico para identificar las Ampliaciones de transmisión regional y Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de intercambio Internacional Mínima (COIIM), así como su Autorización y aprobación. En este sentido, se propone aplicar los pasos desarrollados en el numeral 10.6.5.2, de la propuesta detallada en la columna de “texto ajustado”. En referencia a las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM, se solicita: En caso de requerirse el uso del segundo circuito de la línea SIEPAC para alcanzar y mantener la COIIM, se recomienda que la CRIE	10.6.5 Procedimiento para la elaboración de la Planificación de la expansión indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo (PTLP). <b>a)</b> El EOR realizará PTLP, para un horizonte de diez (10) años contados a partir del siguiente año en que se inicia el estudio. <b>b)</b> La PTLP identificará: <b>i.</b> Las Ampliaciones de transmisión que permitan alcanzar y mantener en el mediano y largo plazo la COIIM vigente. <b>ii.</b> Las Ampliaciones de transmisión que permitan incrementar la capacidad operativa de transmisión a valores mayores que la COIIM vigente. <b>10.6.5.1 Determinación de las Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener en el mediano y largo plazo la COIIM vigente establecida por la CRIE.</b>	Se le indica al participante, que con el fin de mejorar la estructura y comprensión de la norma, se acoge parcialmente lo planteado, por lo que se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b>10.3.5.5 El EOR realizará la Planificación de la Transmisión Regional, conforme a lo siguiente:</b>  <b>a) Etapas de la planificación:</b>  <i>Se desarrollará para los primeros diez años del horizonte de planificación de la siguiente manera:</i>  <b>i. etapa 1: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos; y</b> <b>ii. etapa 2: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la</b>

			<p>autorice a los países, el uso de la prevista del Segundo Circuito, basado en el Tratado Marco y en el principio de trato de equidad para todos los países miembros del MER. TM, Artículo 1° “<i>El presente Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.</i>” // Artículo 2°, literal f: “<i>Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los Entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos.</i>” // Artículo 3° “<i>El Tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y</i></p>	<p>Las Ampliaciones, se determinarán conforme los siguientes pasos:</p> <p>1) Análisis sin transferencias de potencia. Objetivo de este análisis: Identificar las Ampliaciones de transmisión que permitan cumplir los CCSD, sin considerar intercambios de potencia entre países.</p> <p>1.a) En el modelo de estudios eléctricos, se conformarán los casos de estudio para un horizonte de diez (10) años, considerando lo siguiente:</p> <p>i. Casos base en el horizonte de estudio: condiciones de verano e invierno, en demanda máxima, media y mínima.</p> <p>ii. El sistema de generación y la red de transmisión existente, las Ampliaciones de transmisión nacional con fecha definida en firme de entrada en servicio y las Ampliaciones de transmisión regional aprobadas.</p> <p>iii. La expansión de la generación correspondiente al escenario de estudio.</p> <p>iv. Redespacho del parque de generación conforme al orden de mérito, considerando cada área de control en balance, sin</p>	<p><i>COIIM, mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.</i></p> <p>b) <i>Estudios de la expansión de la transmisión regional:</i></p> <p><i>Los estudios a desarrollar en las etapas de la planificación emplearan el SPGTR, simulando la operación del MER en el escenario de expansión de la generación seleccionado, con el objeto de determinar ampliaciones o grupos de ampliaciones de transmisión regional, utilizando donde corresponda lo siguiente:</i></p> <p>i. <i>Estudios técnicos: se identificarán Ampliaciones de Transmisión Regional que permitan cumplir con los CCSD. Los estudios técnicos deben considerar los escenarios de demanda y generación de estación seca y húmeda, intercambios de potencia (importación, exportación y porteo) en dirección norte-sur y sur-norte, condiciones de demanda máxima, media y mínima; los cuales permitirán:</i></p>
--	--	--	--	---	---

			<p><i>Reciprocidad, los que se definen así: // Competencia: // Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.” // Artículo 23° “Las facultades de la CRIE son, entre otras: // ... // b ”Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado.” // Artículo 12° “Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional, y no serán discriminatorios para su uso en función regional.”// // // En referencia al literal “e”, del numeral 1), 10.6.5.2, se solicita: // En caso de requerirse el uso del segundo</i></p> <p>transferencias de potencia (sin intercambios entre áreas de control).</p> <p><b>1.b)</b> Realizando análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga).</p> <p><b>1.c)</b> A partir del análisis de flujos de carga, <u>se determinarán las restricciones de la red de transmisión</u> debido a sobrecargas en elementos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</p> <p><b>1.d)</b> Se <u>identificarán las Ampliaciones de transmisión que permitan superar las restricciones por sobrecargas</u>, cumpliendo los CCSD. Estas Ampliaciones de transmisión serán modeladas y consideradas en los análisis sucesivos de este procedimiento.</p> <p><b>1.e)</b> Realizando análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples, se determinarán <u>las restricciones de la red de transmisión</u> debido a <u>violaciones de voltaje</u> en nodos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</p>	<p>(1)analizar el funcionamiento en estado estable del SER en condición N y N-1, así como determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la Capacidad Operativa de Transmisión, para cumplir con los CCSD; y</p> <p>(2)analizar cuando corresponda, el estado dinámico del SER en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante contingencias N-1.</p> <p>ii. Estudio de expansión óptima: se identificarán las Ampliaciones de Transmisión Regional que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las Ampliaciones de Transmisión Regional que minimicen los costos de inversión y operación.</p> <p>iii. una vez identificadas las ampliaciones de transmisión de las etapas 1 y 2, el EOR estimará los nuevos valores de COIM.</p>
--	--	--	---	--

		<p>circuito de la línea SIEPAC para alcanzar y mantener la COIIM, la CRIE autorice a los países, el uso de la prevista del Segundo Circuito, basado en el Tratado Marco y en el principio de trato de equidad para todos los países miembros del MER. // TM, Artículo 1° <i>“El presente Tratado tiene por objeto la formación y crecimiento gradual de un Mercado Eléctrico regional competitivo, en adelante denominado el Mercado, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.”</i> // Artículo 2°, literal f: <i>“Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, así como la creación de los Entes regionales apropiados para el logro de estos objetivos.”</i> //</p>	<p>1.f) se identificarán las Ampliaciones de transmisión que permitan cumplir los CCSD para voltaje. Estas Ampliaciones de transmisión serán modeladas y consideradas en los análisis sucesivos de este procedimiento.</p> <p>2) Análisis de sobrecargas con transferencias de potencia. Objetivo del análisis: Identificar las Ampliaciones de transmisión que permitan superar restricciones debido a sobrecargas en líneas y transformadores de potencia en la red de transmisión de tal forma que se alcance y mantenga la COIIM, cumpliendo los CCSD.</p> <p>2.a) En el modelo de estudios eléctricos, se conformarán los casos de estudio para un horizonte de diez (10) años, considerando lo siguiente:</p> <p><b>i.</b> Los casos conformados según el numeral 1a) anterior.</p> <p><b>ii.</b> <u>Modelar y poner en servicio las Ampliaciones de transmisión identificadas según los numerales 1c) y 1e).</u></p> <p><b>iii.</b> Simular condiciones de transferencias de potencia en cada país, por importación, exportación y porteos (en los países que aplique) en sentido</p>
--	--	--	--



			<p>Artículo 3° “El Tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, los que se definen así: // Competencia: // Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.” // Artículo 23° “Las facultades de la CRIE son, entre otras: // ... // b” Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado.” // Artículo 12° “Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE, y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional, y no serán discriminatorios para su uso en función regional.”</p>	<p>norte-sur y sur-norte, hasta el valor de la COIIM vigente.  <b>2.b)</b> Se realizará análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga).  <b>2.c)</b> A partir del análisis de flujos de carga, se identificarán las restricciones por sobrecargas en elementos de la red de transmisión con tensión nominal mayor o igual a 115 kV, atribuibles a las transferencias de potencia entre países.  <b>2.d)</b> Con base a las máximas sobrecargas resultantes, se determinarán las Ampliaciones de transmisión que permitan superar las restricciones por sobrecargas, para alcanzar la COIIM cumpliendo los CCSO. En caso de identificarse más de una alternativa de solución, se seleccionará la alternativa de menor costo de inversión. Se identificarán los tipos de transferencia (importación, exportación o porteo), sobre las cuales cada Ampliación de transmisión permite eliminar</p>	
--	--	--	---	--	--

				<p>restricciones en la red de transmisión.</p> <p>3) Análisis de violaciones de voltaje con transferencias:  Objetivo de este análisis:  Identificar las Ampliaciones de compensación reactiva necesarias para mantener los voltajes en la red de transmisión, a fin de alcanzar y mantener la COIIM, cumpliendo los CCSD.</p> <p><b>3.a)</b> En los casos de estudio definidos en el numeral 2a), se modelarán y pondrán en servicio las Ampliaciones de transmisión identificadas según el numeral 2.d).</p> <p><b>3.b)</b> Se ajustará el despacho de potencia reactiva, utilizando los recursos disponibles en cada sistema, con la siguiente jerarquización:  Reajuste de taps en transformadores,  conexión/desconexión de los equipos de compensación reactiva existentes y los identificados en el numeral 1), regulación de voltaje con generadores.</p> <p><b>3.c)</b> Se realizará análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia.</p> <p><b>3.d)</b> A partir del análisis de flujos de carga, se identificarán las violaciones de voltaje en nodos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</p> <p><b>3.e)</b> Se determinarán las Ampliaciones de compensación reactiva que permitan mantener los voltajes de los nodos referidos, en los rangos permitidos en los CCSD, identificando la condición de transferencia bajo el cual surge el requerimiento (importación, exportación, porteo, sentido norte-sur o sur-norte). Se excluirán soluciones a violaciones de voltaje en nodos de sistemas radiales. // Las Ampliaciones determinadas en los numerales 1, 2 y 3, anteriores, conforman las Ampliaciones necesarias para alcanzar y mantener la COIM, en el mediano y largo plazo.</p> <p><b>10.6.5.2 Procedimiento técnico para clasificar las Ampliaciones de transmisión nacional y las Ampliaciones de transmisión regional para alcanzar y mantener la COIM.</b> Las Ampliaciones para alcanzar y mantener la COIM, se</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>clasificarán en dos tipos:</p> <p>a) Ampliaciones de Transmisión Nacional que serán pagadas por la demanda nacional a través de un cargo aprobado por el regulador nacional y</p> <p>b) Ampliaciones de Transmisión Regional que serán pagadas por la demanda nacional del país donde se construye la Ampliación a través de un cargo regional aprobado por la CRIE.</p> <p>Una vez determinadas las Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM vigente, conforme al numeral 10.6.5.1 de este capítulo, se aplicará el siguiente procedimiento técnico para clasificarlas, en Ampliaciones de Transmisión Nacional y Ampliaciones de Transmisión Regional:</p> <p><b>1)</b> En el modelo de estudios eléctricos, se conformarán los casos de estudio para un horizonte de diez (10) años, considerando lo siguiente:</p> <p><b>a.</b> El sistema de generación y la red de transmisión existente, las Ampliaciones de transmisión nacional con fecha definida en firme de entrada en servicio.</p> <p><b>b.</b> La expansión de la</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>generación correspondiente al escenario de estudio.</p> <p>c. Redespacho del parque de generación conforme al orden de mérito, considerando cada área de control en balance, sin transferencias de potencia (sin intercambios entre áreas).</p> <p>d. No se incluirán las Ampliaciones de transmisión determinadas para alcanzar y mantener la COIIM.</p> <p>e. Las Ampliaciones de transmisión regional se pondrán fuera de servicio, incluyendo todos los tramos regionales de la línea SIEPAC.</p> <p>2) Se realizarán análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga).</p> <p>3) A partir del análisis de flujos de carga, se <b>determinarán las</b> restricciones de la red de transmisión debido a sobrecargas en elementos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</p> <p>4) Se determinarán las Ampliaciones de transmisión que</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>permitan cumplir con los CCSD por sobrecarga en los elementos de transmisión. Estas Ampliaciones de transmisión serán modeladas y consideradas en los análisis sucesivos de este procedimiento.</p> <p>5) Considerando las Ampliaciones de transmisión para evitar las sobrecargas, se repetirán las simulaciones de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples de generadores, líneas de transmisión con tensión mayor o igual a 115 kV, y transformadores de potencia (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga),</p> <p>6) <b>Se identificarán las violaciones de voltaje en nodos de la red de transmisión con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</b></p> <p>7) Se determinarán las Ampliaciones de transmisión (compensación reactiva) que permitan cumplir con los CCSD por voltaje.</p> <p>8) En la lista de Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIM se identificarán aquellas coincidentes con las determinadas según los incisos 4) y 7). Estas Ampliaciones de transmisión coincidentes se clasificarán como</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>“Ampliaciones de transmisión nacional”, las Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM que no queden clasificadas como Ampliaciones de transmisión nacional, serán clasificadas como “Ampliaciones de transmisión regional”.</p> <p><b>10.6.5.3 Determinación de las Ampliaciones de transmisión para incrementar la capacidad operativa de transmisión a valores mayores que la COIIM vigente.</b></p> <p>a) Utilizando el modelo computacional del SPGTR, se simulará la operación del MER (simulación operativa) en el escenario de expansión de la generación regional seleccionado para la planificación de la transmisión de largo plazo. Esta simulación se realizará sin considerar restricciones de transferencia de potencia entre países.</p> <p>b) Con los resultados de la simulación operativa, se identificarán las interconexiones entre países en las cuales los flujos de potencia debido a los intercambios exceden la COIIM.</p> <p>c) En el modelo de estudios</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>eléctricos, se simularán los intercambios máximos obtenidos de la simulación operativa, considerando el despacho óptimo de la generación. En los casos de estudio se incluirán las Ampliaciones de transmisión determinadas en el 10.5.6, de este capítulo, para alcanzar y mantener en el largo plazo la COIIM vigente.</p> <p><b>d)</b> Realizando análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples, se identificarán las restricciones por sobrecargas atribuibles a las transferencias de potencia entre países en elementos de la red de transmisión con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</p> <p><b>e)</b> Con base a las máximas sobrecargas resultantes, se determinarán las Ampliaciones de transmisión que solucionen las restricciones a las transferencias de potencia debido a las sobrecargas identificadas. En caso de definirse diversas alternativas de solución se seleccionarán las de mínimo costo.</p> <p><b>f)</b> Considerando en servicio las Ampliaciones de transmisión identificadas según el literal e), se simularán condiciones de</p>	
--	--	--	--	--	--



				<p>transferencia conforme al inciso c) anterior, y se realizará análisis de flujos de carga en condición de operación normal y bajo contingencias simples. Para realizar un análisis más preciso, es recomendable considerar modelos de carga con amortiguamiento por voltaje (similar al usado para estudios dinámicos).</p> <p><b>g)</b> Se identificarán las violaciones de voltaje en nodos con tensión nominal mayor o igual a 115 kV.</p> <p><b>h)</b> Se optimizará el despacho de potencia reactiva, utilizando los recursos disponibles en cada sistema, con la siguiente jerarquización: (i) reajuste de taps en transformadores, (ii) conexión/desconexión de bancos de capacitores existentes, (iii) regulación de voltaje con generadores existentes (servicio auxiliar).</p> <p><b>i)</b> Se determinarán los equipamientos de compensación reactiva que permitan mantener los voltajes de los nodos referidos, en los rangos permitidos en los CCSD. Se excluirán soluciones a violaciones de voltaje en nodos de sistemas radiales.</p> <p><b>j)</b> Considerando las Ampliaciones de transmisión identificadas en el literal c) anterior, se realizará un</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>análisis de estabilidad de voltaje por medio de curvas QV. Se determinará la compensación o las acciones operativas de control con base a las capacidades de la red de transmisión, que permita incrementar la reserva de potencia reactiva en los nodos de interés, a un valor mínimo de referencia. Este análisis se realizará para condiciones de demanda máxima y media de los países que figuran con importaciones superiores a la COIIM vigente.</p> <p>k) Se verificará el cumplimiento de los CCSD ante las transferencias indicadas en el inciso c) anterior, y en caso necesario se determinarán Ampliaciones adicionales.</p>	
5	EPR	Se debe detallar la COIIM es entre pares de países		<p>10.3.4.4 El EOR realizará la Planificación de la Expansión Indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo, conforme a lo siguiente:</p> <p>a) Se tomarán como datos de entrada:</p> <p>i) un escenario de generación para el uso de sus resultados en la Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional;</p> <p>ii) los planes de expansión de la transmisión nacional vigentes, de los respectivos países miembros;</p> <p>iii) las ampliaciones de</p>	Respecto a " <i>Se debe detallar la COIIM es entre pares de países</i> ", se le indica al participante que derivado de otros comentarios se identificó la necesidad de adicionar al glosario del Libro I del RMER la definición de COIIM, en ese sentido no se considera necesario especificar que la COIIM es entre pares de países en este numeral.

				<p>transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM entre Países Miembros que sean identificadas por el EOR en los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo;</p> <p>iv) las interconexiones eléctricas del MER con los mercados extra regionales, existentes y futuras; v. las ampliaciones de transmisión regional aprobadas; y VI. las áreas naturales protegidas.</p> <p>b) Respecto de las ampliaciones de la transmisión nacional en los Planes de Transmisión Nacional: Para el periodo de planificación indicativa de la transmisión regional, considerar en firme los proyectos de transmisión nacional cuya ejecución está programada en los Planes de Transmisión Nacional</p> <p>c) Respecto de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM entre Países Miembros: Para el periodo de planificación de la transmisión regional, considerar en firme a las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM entre Países Miembros que ha identificado el EOR en el estudio de Diagnóstico de Mediano plazo, e identificar las</p>	
--	--	--	--	--	--

				<p>ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM entre Países Miembros en el largo plazo.</p> <p>d) Etapas de la planificación La planificación de la expansión de la transmisión regional de largo plazo se desarrollará en dos etapas para los primeros diez años del horizonte de planificación, con base al escenario identificado en el literal e) del numeral 10.3.4.3; las Ampliaciones identificadas en cada etapa serán incorporadas en el análisis de las etapas posteriores:</p> <p>i) etapa 1: identificación de las ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM entre Países Miembros mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios eléctricos, con base al escenario con transferencias de corto plazo entre los países, que respeta la capacidad operativa mínima de intercambio internacional vigente;</p> <p>ii) etapa II: identificación de las ampliaciones regionales de transmisión mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios eléctricos, con base al escenario de</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>referencia seleccionado para el desarrollo de la expansión de la transmisión regional; serán evaluados opciones de incrementos o decrementos respecto a la nueva capacidad operativa de transmisión (mayor que la capacidad operativa de intercambio internacional mínima) entre países. El escenario de referencia podrá dar lugar a una o más alternativas completas o incrementales de expansión de la transmisión regional.</p> <p>e) Estudios de la expansión indicativa de la transmisión regional:</p> <p>El escenario de expansión de la transmisión será analizado con el modelo de expansión de la transmisión y de estudios eléctricos, con el objeto de determinar soluciones conjuntas interdependientes y completas de expansión de la transmisión regional, utilizando donde corresponda los estudios siguientes:</p> <p>i) expansión óptima: mediante el modelo de planificación de expansión de la transmisión se identificará las ampliaciones de transmisión regional que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las ampliaciones</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>de transmisión regional que minimicen los costos de inversión y operación.</p> <p>ii) estudios eléctricos: mediante los modelos de estudios eléctricos, se identificarán eventuales ampliaciones de transmisión regional complementarias a las alternativas de expansión determinadas en el estudio de expansión óptima, que permitan cumplir con los CCSD; o reformar las capacidades de las ampliaciones de transmisión regional identificadas y repetir el estudio de expansión óptima. Los estudios eléctricos deben considerar:</p> <p>(1) los escenarios de demanda y generación en base a los resultados de la expansión óptima de este literal e), relativo a los despachos económicos y a las ampliaciones de expansión de transmisión regional. Se deben considerar, como mínimo, escenarios de época seca y época lluviosa, para condiciones de demanda máxima y demanda media;</p> <p>(2) los estudios eléctricos permitirán analizar el funcionamiento en estado estable de la RTR con los modelos de</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>estudios eléctricos, determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la capacidad operativa de transmisión regional para cumplir con los CCSD;</p> <p>(3) los estudios de estado estable partirán de un nivel de disponibilidad total (condición N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) simples de líneas, transformadores (excepto aquellos que sirven exclusivamente a cargas) y generadores (condición N-1), verificándose la condición de carga de los circuitos y de los voltajes de barra en los elementos de la red de transmisión regional;</p> <p>(4) a criterio del EOR, podrá analizarse el funcionamiento de estado dinámico en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante disparo de líneas de interconexión o de inyección; y</p> <p>(5) para el largo plazo, se podrán realizar estudios eléctricos más generalizados e indicativos de eventuales problemas de los proyectos y que puedan condicionar el escenario económicamente.</p> <p>iii) Una vez identificadas las ampliaciones regionales y</p>	
--	--	--	--	--	--

				nacionales, el EOR verificará el cumplimiento de los CCSD y de la capacidad de transmisión regional objetivo de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros.	
6	AMM	Con relación a las interconexiones eléctricas del MER con otros mercados extrarregionales, se considera necesaria la modelación, pero existen complicación para proporcionar información completa de la red extrarregional, por lo cual se propone que la información se entregue con modelos equivalentes.	El marco regulatorio actual establece que dichas interconexiones no forman parte de la RTR.	Se propone la siguiente redacción para el numeral “iv” del literal “a)” de la siguiente manera: iv. Las interconexiones eléctricas del MER con los mercados extrarregionales, existentes y futuras <b>mediante modelos equivalentes simplificados;</b>	Se le indica al participante que se eliminó el romano iv del literal a) del numeral 10.3.4.4 observado (nuevo numeral 10.3.5.5), toda vez que se recogió lo pertinente en el literal c) romano i. del numeral 10.3.3.2 de la propuesta normativa. Adicionalmente, en el apartado 5.1 del Libro III del RMER se encuentra lo referente a los enlaces extrarregionales. En razón de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.

**NUMERAL 10.3.4.5 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------



1	CDMER	Mejora de la redacción para mayor claridad	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>Factibilidad económica: Para la evaluación económica de las alternativas de expansión regional, conformada por ampliaciones regionales individuales o en grupo, se seguirán los siguientes pasos:</p> <p>a) Se simulará el funcionamiento del MER, para cada uno de los escenarios de referencia previstos para la planificación indicativa de la expansión <del>indicativa</del> de la transmisión regional, operando sobre cada alternativa completa de expansión de la transmisión regional, identificada en la etapa II contenida en el literal d) del numeral 10.3.4.4 que antecede, con el modelo de simulación operativa que permita obtener datos de costos de operación y mantenimiento, costos de combustibles y Costos de Energía No Suministrada;</p> <p>....</p> <p>En caso de incumplimiento de al menos dos de los criterios anteriores, el EOR deberá revisar la alternativa seleccionada mediante los estudios de expansión, determinando si es posible realizar ajustes o descartar</p>	Se le indica al participante, que el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, se refiere al plan que deriva de la actividad de planificación como indicativo y no en sí a la actividad de planificar. En razón de lo anterior, no se considera necesario realizar el ajuste propuesto, toda vez que queda establecido en la normativa que el plan es de carácter indicativo.
---	-------	--	---	--	---

				el análisis de dicha alternativa de expansión regional-.	
2	<b>EOR</b>	<p><b>1-</b> Se recomienda hablar de evaluación económica no de factibilidad, porque el término factibilidad se refiere a la posibilidad material de realizar algo, sin embargo, puede no ser viable desde el punto de vista de criterios de decisión. El resultado del análisis conlleva al cálculo de indicadores sobre los cuales se establece una decisión.</p> <p><b>2-La</b> evaluación económica solamente se realizará para un escenario de expansión que es sobre el cual se realiza la planificación de la transmisión. La realización de sensibilidades y sus resultados no tiene utilidad en la planificación de la transmisión ni aporta criterios a la toma de</p>	<p>1. Es conveniente que la regulación sea explícita en cuanto a que las ampliaciones para la COIIM no serán sujeto de estas evaluaciones económicas, y solo se justifican técnicamente.</p> <p><b>2.</b> Respecto al literal ii), en el cálculo del Valor Presente Neto del Beneficio Social neto, se consideran elementos que no son acorde con la definición del cálculo del Beneficio Social, que se basa en la suma del excedente de consumidores y productores, y estos a su vez se calculan con base a costos variables, disposición a pago y precio de mercado. El Valor presente Neto del Beneficio Social Neto debería ser solamente la diferencia de los Beneficios sociales en los dos estados de la red, Con y Sin la ampliación que se evalúa. Cuando se meten otros componentes conceptualmente deja de</p>	<p><b>10.7 Evaluación económica regional de Ampliaciones de transmisión:</b></p> <p>Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión a partir del cálculo de los excedentes del consumidor y del productor (demandas y generadores), atendiendo los siguientes lineamientos:</p> <p><b>a)</b> Se realizará la evaluación económica de las Ampliaciones de transmisión regional que incrementen la capacidad de transmisión más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.</p> <p><b>b)</b> Las Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM vigente, no requieren de evaluación económica regional para establecer la conveniencia de su ejecución debido a que son necesarias para cumplir requerimientos técnicos mínimos de la RTR y los CCSD.</p> <p><b>c)</b> Se calcularán los siguientes</p>	<p>Se le indica al participante, que con el fin de mejorar la estructura y comprensión de la norma, se acoge parcialmente lo planteado, por lo que se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.6 Evaluación económica:</b> Para la evaluación económica de las Ampliaciones de Transmisión Regional, se utilizará el SPGTR conforme los siguientes lineamientos:</p> <p>a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;</p> <p>b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el</p>

		<p>decisiones según está planteado. Por otra parte, la toma de decisiones sobre la autorización de ampliaciones requiere realizarse con base a condiciones esperadas. La implementación de un criterio de este tipo requeriría establecer la norma respecto a: ¿Cuáles serían los criterios de las variables a sensibilizar?, ¿Qué variación habrá que simular? ¿Qué probabilidad de ocurrencia tendría la variación de cada variable? ¿Se harían sensibilidades con variaciones simples o múltiples?</p> <p><b>3-</b> Respecto al inciso d), es necesario aclarar que la expansión de la transmisión se determina para un único escenario de expansión. Para el desarrollo de un análisis de minimización del</p>	<p>hablarse de netos del beneficio social, por tanto, no deben restarse costos de capital ni otros costos que se mencionan.</p>	<p>indicadores de evaluación económica de las Ampliaciones de transmisión:</p> <p><b>i.</b> Valor Presente Neto Incremental del Beneficio Social por país (VPNIBS): se calculará como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social de la situación “Con Ampliaciones”, menos el VPN del Beneficio Social de la situación “Sin Ampliaciones”.</p> <p><b>ii.</b> Beneficio Neto (BN): se calculará como el VPNIBS atribuible a la Ampliación o grupo de Ampliaciones de transmisión que se evalúa, menos el valor presente de las inversiones y costos de operación y mantenimiento de dichas Ampliaciones.</p> <p><b>iii.</b> Tasa Interna de Retorno (TIR): se estimará el rendimiento de la inversión de una Ampliación o de un grupo de Ampliaciones de transmisión por medio de una sensibilidad para tratar de encontrar un <math>BN = 0</math>, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja.</p> <p><b>d)</b> La evaluación económica se realizará para las Ampliaciones de transmisión regional individuales o por grupos, utilizando el modelo computacional del SPGTR, para</p>	<p><i>Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;</i></p> <p><i>c) Determinar la Tasa Interna de Retorno la cual se estimará como el rendimiento de la inversión de una Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero;</i></p> <p><i>d) Las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas, serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:</i></p> <p><i>i. que el Valor Presente Neto sea mayor que cero;</i></p> <p><i>ii. que el Beneficio Social Neto sea mayor que cero; y</i></p> <p><i>iii. que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. En caso que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores del Valor Presente Neto y Beneficio Social Neto.</i></p>
--	--	--	---	---	---

		<p>máximo costo de arrepentimiento, se requiere la comparación del desempeño de N escenarios, respecto al cambio de variables relevantes (como pueden ser Demanda, precios de combustibles, retraso de proyectos, etc). Por lo anterior, considerando que la expansión de la transmisión se trabaja para un solo escenario, no es aplicable el análisis de minimización del máximo costo de arrepentimiento.</p> <p><b>4-</b> En caso de que la CRIE considere de utilidad los análisis indicados en los incisos c) y d) será necesario que amplíe la normativa con los criterios y desarrollo de metodología o procedimiento claro.</p> <p><b>5-</b> Con base en lo indicado anteriormente, lo que se ha propuesto</p>		<p>lo cual se seguirán los siguientes pasos:</p> <p><b>i.</b> A fin de estimar el excedente de cada generador y demanda, con la Ampliación individual o grupo de Ampliaciones, se simulará la operación del MER operando sobre la expansión completa de la transmisión regional, que incluye: las Ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la COIIM, y las Ampliaciones que incrementen la capacidad de transmisión más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.</p> <p><b>ii.</b> A fin de estimar el excedente de cada generador y demanda, sin la Ampliación o grupo de Ampliaciones, se simulará la operación del MER sobre la expansión de la transmisión regional, retirando o poniendo fuera de servicio la Ampliación de transmisión individual o grupo de Ampliaciones bajo evaluación.</p> <p><b>iii.</b> Se calculará el excedente neto para cada generador y demanda, restando el excedente resultante con la Ampliación individual o grupo de Ampliaciones, menos el excedente resultante sin la Ampliación o grupo de</p>	
--	--	---	--	--	--

		<p>en el literal f) no es aplicable y se recomienda no incluirlo en la normativa.</p>		<p>Ampliaciones.</p> <p>iv. Se calculará el VPNIBS por país, sumando los excedentes netos de los agentes de cada país correspondiente.</p> <p>v. El VPNIBS para toda la región, será la suma de los VPNIBS de todos los países del MER.</p> <p>e) Criterios de decisión: Para cada Ampliación individual o grupo de Ampliación de transmisión regional, se verificará el cumplimiento los criterios siguientes:</p> <p>Que el Valor Presente Neto Incremental del <b>Beneficio Social (VPNIBS)</b> sea mayor que cero.</p> <p>Que el Beneficio Neto (BN) sea mayor que cero.</p> <p>Que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente.</p> <p>En caso de que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores VPNIBS y BN.</p>	
--	--	---	--	---	--

**NUMERAL 10.3.4.6 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	<p>1-Para b) ver el cálculo de concentración de beneficios propuesta por el EOR en el IRMER-E01-2022. //</p> <p>2- en b) y c) simplificar la redacción que define las ampliaciones a Riesgo y las Planificadas. //</p> <p>3-El inciso d) no forma parte de los criterios para clasificar las ampliaciones de transmisión.</p>		<p><b>10.8 Elaboración de la lista de Ampliaciones de Transmisión Regional para una capacidad de transmisión mayor a la COIIM</b></p> <p>Con base al procedimiento descrito en el numeral 10.7 de este capítulo, el EOR elaborará una lista de las Ampliaciones de transmisión que resultan seleccionadas con base en los indicadores de evaluación económica. Para elaborar esta lista el EOR seguirá los siguientes lineamientos:</p> <p><b>a)</b> Incluirá en la lista las Ampliaciones de transmisión regional para las cuales se cumplan los criterios de la evaluación económica establecidos en el literal e) de este numeral, y cuya puesta en servicio será a más tardar <b>en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de la planificación</b> de la transmisión regional de largo plazo;</p> <p><b>b)</b> Identificará como Ampliaciones de transmisión regional a riesgo con beneficio regional parcial, aquellas</p>	<p>Se le indica al participante, que con el fin de mejorar la estructura y comprensión de la norma, se acoge parcialmente lo planteado, por lo que se ajusta en lo que corresponde y se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>10.3.5.7 El EOR para clasificar las Ampliaciones de Transmisión Regional deberá realizar lo siguiente:</b></p> <p>a) <i>Elaborar una lista en la que se incluyan las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas en el literal d) del numeral 10.3.5.6 del presente Libro y que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación de la transmisión regional. Dentro de esta lista, se identificará lo siguiente:</i></p> <p>i. <i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán aquellas Ampliaciones de Transmisión Regional, para las cuales los beneficios sociales están principalmente concentrados</i></p>

				<p>Ampliaciones individuales o en grupo, para las cuales los beneficios sociales están principalmente concentrados en un único país, usando como criterio una concentración al menos 80% del VPNIBS total.</p> <p><b>c)</b> Identificará como candidatas a <i>Ampliaciones de transmisión regional planificadas</i>, aquellas para las cuales los beneficios sociales se encuentran dispersos en los países del MER, usando como criterio, que la concentración del VPNIBS total sea menor que el 80% en un país.</p> <p><b>d)</b> La concentración del VPNIBS por país, se determinará para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo, y se calculará como el cociente que resulta de dividir el Beneficio Social Neto del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo, según la siguiente expresión matemática:</p> $\%VPNIBS(P_w, l) = \frac{VPNIBS^+(P_w, l)}{\sum_{z \in P} VPNIBS^+(P_z, l)}$ <p>Donde:  %VPNIBS(P_w,l): Es la concentración del Beneficio</p>	<p><i>en un único país, usando como criterio una concentración de al menos 80% del valor presente neto total;</i></p> <p><i>ii. Ampliaciones Regionales Planificadas, serán aquellas que no fueron seleccionadas en el romano i. de este literal.</i></p> <p><i>b) Determinar la concentración por país del Valor Presente Neto, para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo y se calculará como el cociente que resulta de dividir el Beneficio Social Neto del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo.</i></p>
--	--	--	--	---	---

				<p>Social Incremental del país w debido a la Ampliación.</p> <p><math>VPNIBS+(p_w,l)</math>: Es el VPNIBS en el país w (que tiene un VPNIBS positivo), atribuible a la Ampliación.</p> <p><math>\sum_{z \in p} VPNIBS+(p_z,l)</math>: Es la suma de los VPNIBS de los países z que resultaron con Beneficio Social Neto Positivo, debido a la Ampliación.</p> <p><b>10.9 Ampliaciones de transmisión planificadas COIIM</b></p> <p>Las Ampliaciones de transmisión regional para alcanzar y mantener la COIIM que se determinen con base al procedimiento establecido en el numeral 10.6.5.2 de este capítulo, serán Ampliaciones de transmisión planificadas, las cuales, serán pagadas por la demanda nacional del país donde se construye la Ampliación a través de un cargo regional aprobado por la CRIE.</p>	
2	<b>EPR</b>	Considerar la COIIM se debe mantener entre pares de países		<p>10.3.4.6 El EOR clasificará las ampliaciones de la transmisión regional que corresponden a la alternativa de expansión regional que resulte seleccionada. Para clasificar las ampliaciones, el EOR observará lo siguiente:</p> <p>a) Incluir en la lista las ampliaciones regionales de</p>	Respecto a " <i>Se debe detallar la COIIM es entre pares de países</i> ", se le indica al participante que derivado de otros comentarios se identificó la necesidad de adicionar al glosario del Libro I del RMER la definición de COIIM, en ese sentido no se considera necesario especificar que la COIIM es entre pares de países en este numeral, toda vez que la



				<p>transmisión, las ampliaciones individuales o grupales, para las cuales se cumplan los criterios de la evaluación económica establecidos en el literal e) del numeral 10.3A.5 que antecede y cuya puesta en servicio debería ser a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación</p> <p>b) Identificar dentro del grupo mencionado en el literal a) anterior, a aquellas ampliaciones regionales de transmisión para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando para el efecto un valor del 80% de los beneficios totales, que corresponde al cociente que resulta de dividir el valor presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos por país entre la suma de los valores presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos de los seis países;</p> <p>c) Identificar como candidatas a ampliaciones regionales planificadas, aquellas ampliaciones que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el literal a) de este mismo numeral, salvo las identificadas en el literal b) anterior. Las ampliaciones</p>	<p>definición agregada al glosario ya lo específica.</p>
--	--	--	--	---	--

				<p>identificadas según el procedimiento descrito en el literal b) anterior, serán incluidas en una lista de ampliaciones regionales con beneficio regional parcial;</p> <p>y</p> <p>d) Preparar los informes con recomendaciones. Estos informes deberán incluir la lista de ampliaciones de transmisión regional seleccionadas según el procedimiento descrito en los literales que anteceden y la lista con las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM entre pares de Países Miembros.</p>	
3	AMM	<p>Con la finalidad de dar viabilidad y garantizar que se construyan las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, se recomienda que dichas obras se incluyan en los listados finales de obras planificadas.</p>	<p>La remuneración podría ser de forma similar a como se realiza actualmente mediante cargos complementarios distribuidos en la demanda, para el caso en que sean obras que tienen beneficio regional parcial o están dentro de un país (no ser interconectores) se pueden realizar dichos cargos a este país tal y como se realiza actualmente con el proyecto SIEPAC.</p>	<p>Se recomienda la siguiente redacción: a) Incluir en la lista de ampliaciones regionales de transmisión, las ampliaciones individuales o grupales, para las cuales se cumplan los criterios de evaluación económica establecidos en el literal e) del numeral 10.3.4.5 que antecede, cuya puesta en servicio debería ser a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación; <b>asimismo, incluir las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM;</b> b) Identificar dentro del grupo mencionado en el literal a)</p>	<p>Respecto a "(...) <i>se recomienda que dichas obras se incluyan en los listados finales de obras planificadas</i>", se aclara al participante que las ampliaciones de transmisión nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones necesarias para suministrar la demanda nacional a través de las redes de transmisión nacional sin afectar de manera adversa la COIIM. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, se trata de redes de transmisión nacional cuyo desarrollo y remuneración son competencia de las autoridades nacionales correspondientes. En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada.</p>

				<p>anterior, a aquellas ampliaciones regionales de transmisión para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando para el efecto un valor del 80% de los beneficios totales, que corresponde al cociente que resulta de dividir el valor presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos por país entre la suma de los valores presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos de los seis países y <b>correspondan a obras que permiten incrementar la COIIM;</b> c) Identificar como candidatas a ampliaciones regionales planificadas, aquellas ampliaciones que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el literal a) de este mismo numeral <b>incluyendo las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM</b>, salvo las identificadas en el literal b) anterior.</p>	
4	<p><b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY, SECACAO, CHOLOMA</b></p>	<p>Con la finalidad de dar viabilidad y garantizar que se construyan las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, se recomienda que dichas obras se incluyan en los listados</p>	<p>La remuneración podría ser de forma similar a como se realiza actualmente mediante cargos complementarios distribuidos en la demanda, para el caso en que sean obras que tienen beneficio regional parcial o están dentro de un</p>	<p>Se propone la siguiente redacción: a) Incluir en la lista de ampliaciones regionales de transmisión, las ampliaciones individuales o grupales, para las cuales se cumplan los criterios de evaluación económica establecidos en el literal e) del</p>	<p>Respecto a "(...) <i>se recomienda que dichas obras se incluyan en los listados finales de obras planificadas</i>", se aclara a los participantes que las ampliaciones de transmisión nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones necesarias para suministrar la demanda nacional a través de las redes</p>

		<p>finales de obras planificadas.</p>	<p>país (no ser interconectores) se pueden realizar dichos cargos a este país tal y como se realiza actualmente con el proyecto SIEPAC.</p>	<p>numeral 10.3.4.5 que antecede, cuya puesta en servicio debería ser a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación; <b>incluyendo las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM.</b> b) Identificar dentro del grupo mencionado en el literal a) anterior, a aquellas ampliaciones regionales de transmisión para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando para el efecto un valor del 80% de los beneficios totales, que corresponde al cociente que resulta de dividir el valor presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos por país entre la suma de los valores presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos de los seis países y <b>corresponda a obras que permiten incrementar la COIIM;</b> c) Identificar como candidatas a ampliaciones regionales planificadas, aquellas ampliaciones que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el literal a) de este mismo numeral <b>incluyendo las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM,</b> salvo las</p>	<p>de transmisión nacional sin afectar de manera adversa la COIIM. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, se trata de redes de transmisión nacional cuyo desarrollo y remuneración son competencia de las autoridades nacionales correspondientes. En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada.</p>
--	--	---------------------------------------	---	---	---

				identificadas en el literal b) anterior.	
<b>NUMERAL 10.3.4.7 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Mejora de la redacción para mayor claridad. La Planificación es indicativa y no el Informe.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>El EOR incluirá en el Informe de Planificación Indicativa de la Expansión <del>Indicativo</del> de la Transmisión Regional de Largo Plazo, la lista de las ampliaciones de transmisión regional que se derivan de lo establecido en el literal d) del numeral 10.3.4.6 anterior. Para cada ampliación de transmisión regional recomendada, el EOR deberá suministrar la siguiente información:</p> <p>....</p> <p>El EOR deberá elaborar criterios que permitan dar un orden de prioridad a las Ampliaciones Regionales Planificadas que integran la lista de ampliaciones</p>	<p>Se le aclara al participante que de conformidad con el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco, el carácter indicativo corresponde únicamente al plan de la generación y de la transmisión regional.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se acoge el ajuste propuesto.</p>

				recomendadas. Los criterios adoptados deberán ser detallados en el Informe de Planificación Indicativa de la Expansión <del>Indicativo</del> de la Transmisión Regional. ....	
2	<b>EOR</b>	De la información a suministrar se tienen las siguientes observaciones: // Lo relacionado al cronograma de trabajo requiere mayor claridad. // Lo solicitado en b) y c) es básicamente lo mismo, exceptuando la información de costos estimados. // Los diseños generales referidos en d), a nivel de la planificación indicativa no pueden contener detalles conforme a normas constructivas, por lo tanto, no puede llegar a verificarse cumplimiento de criterios de diseño.		<b>10.10 Informe del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional.</b> El EOR elaborará el Informe del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, con al menos el siguiente contenido: <b>a)</b> Recomendación de las ampliaciones de transmisión siguientes: <b>i.</b> Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM vigente. <b>ii.</b> Ampliaciones de transmisión regional para alcanzar y mantener la COIIM vigente. <b>iii.</b> Ampliaciones de transmisión regional planificadas que permitirán alcanzar una capacidad operativa de transmisión, mayor a la COIIM vigente. <b>b)</b> Lista de ampliaciones de transmisión regional con beneficio regional parcial que	Respecto al numeral 10.10 propuesto por el participante, lo concerniente a la elaboración del informe, ya se encuentra contemplado en el nuevo numeral 10.1.4; en cuanto al resto de los ajustes propuestos, se le indica que, con el fin de mejorar la estructura y comprensión de la norma, se acoge parcialmente lo planteado, por lo que se ajusta la norma en lo que corresponde y se leerá de la siguiente manera:  <b>10.3.5.8 El EOR incluirá en el Informe de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, al menos la siguiente información:</b>  <b>a) Lista de Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM y sus costos estimados;</b> <b>b) Recomendaciones de Ampliaciones Regionales Planificadas;</b> <b>c) Lista de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;</b>

			<p>permitirán alcanzar una capacidad operativa de transmisión, mayor a la COIIM vigente.</p> <p><b>c)</b> Costo estimado de cada ampliación de transmisión individual y del grupo de ampliaciones, en caso de formar parte de un conjunto de ampliaciones con interdependencia funcional.</p> <p><b>d)</b> Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para las ampliaciones de transmisión regional planificadas y a riesgo con beneficio regional.</p> <p><b>e)</b> Cronograma estimado de gestión y ejecución de las ampliaciones de transmisión recomendadas según el literal a), indicando fechas requeridas de puesta en servicio.</p> <p><b>f)</b> Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión recomendadas en el literal a) anterior.</p> <p><b>g)</b> Estimación de la capacidad operativa de intercambio internacional entre pares de países adyacentes, considerando las ampliaciones de transmisión recomendadas, según el literal a) anterior.</p> <p><b>h)</b> Estimación del incremento en los cargos de transmisión por cada</p>	<p><i>d) Cronograma estimado de gestión y ejecución de las ampliaciones de transmisión identificadas en los literales a), b) y c) anteriores; indicando fechas previstas de puesta en servicio;</i></p> <p><i>e) Costo estimado de cada Ampliación de Transmisión Regional;</i></p> <p><i>f) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para cada Ampliación de Transmisión Regional;</i></p> <p><i>g) Estimaciones de los nuevos valores de COIIM, considerando las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM;</i></p> <p><i>h) Estimación del incremento en los cargos de transmisión por cada Ampliación de Transmisión Regional; e</i></p> <p><i>i) Descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificada en los literales a), b) y c) del presente numeral, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.</i></p>
--	--	--	--	---

				<p>Ampliación o grupo de Ampliaciones planificadas, calculado como una anualidad de la inversión más un costo estimado de operación y mantenimiento.</p> <p>i) Hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nuevas plantas de generación, ampliaciones de transmisión y evolución de la Demanda contenidas en el escenario de expansión de la generación y transmisión regional.</p> <p><b>10.11 Publicación del Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional</b> El EOR publicará el Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional en su portal web para disposición de los agentes del MER y lo remitirá al Regulador Regional a más tardar el último día hábil de diciembre del año que corresponda realizar la Planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional.</p> <p><b>10.12 Determinación de nuevo valor de COIIM</b> El EOR cuando corresponda, recomendará a la CRIE y al</p>	
--	--	--	--	---	--



				CDMER, fijar un nuevo valor de COIIM con base en el resultado de los análisis técnicos y económicos del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión.	
--	--	--	--	--	--

**NUMERAL 10.4.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	La fuente de datos para la planificación regional debería tener un solo canal: la autoridad o entidad nacional competente de planificación. Si esta entidad no es nombrada o no se puede identificar entonces por defecto sería el Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM).	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen <del>los OS/OM</del> la entidad nacional competente de planificación para la conformación de la Base de Datos Regional que se utilizará en la planificación regional. El EOR deberá analizar la razonabilidad de cada proyección nacional recibida, de detectar inconsistencias deberá proceder conforme a lo establecido en el numeral 2.4.6 del Libro I.	Tomando en consideración que la revisión de información con destino a la base de datos regional es parte del ejercicio técnico normal que realiza el EOR, no se considera necesario este numeral, por lo que derivado de otros comentarios y con el fin de evitar duplicidad en la norma se elimina todo el apartado 10.4 debiéndose correr la numeración del resto de apartados.

2	<b>EOR</b>	Respecto al análisis de razonabilidad de las proyecciones de demanda, es parte del ejercicio técnico normal que se realiza en el proceso, así como se analiza razonabilidad de otra información, por lo tanto, se considera innecesario indicarlo, sino debería establecerse este tipo de requerimiento para cada tipo de información que se suministra para la base de datos regional.	Por ser la información de demanda, un tema relevante a considerar en el proceso de la planificación regional, este aspecto de cita en los criterios generales, (Numeral 10.2.2.4 de la propuesta del EOR), a fin de dejar agrupados y organizados temas relacionados en la regulación regional.	<del>10.4.1 El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM para la conformación de la Base de Datos Regional que se utilizará en la planificación regional. El EOR deberá analizar la razonabilidad de cada proyección nacional recibida, de detectar inconsistencias deberá proceder conforme a lo establecido en el numeral 2.4.6 del Libro I.</del>	Respecto a lo planteado por el participante, se acoge la propuesta de eliminar el numeral 10.4.1, por lo que se corre la numeración del resto de apartados.
---	------------	---	---	--	---

**NUMERAL 10.4.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	EOR		Lo indicado en 10.4.2 es una actividad administrativa técnica que no requiere ser normada; es parte del ejercicio técnico normal y cotidiano. // Términos como “adecuadamente” son ambiguos, no aportan una guía técnica de cómo hacer el trabajo.	<del>10.4.2</del> Será responsabilidad del EOR <del>homologar cronológicamente las curvas de carga de todos los países con el objeto de modelar adecuadamente los registros de potencia en la curva de demanda regional, según las necesidades de cada uno de los estudios requeridos. En caso de detectar inconsistencias, deberá realizar los análisis y las adecuaciones necesarias de acuerdo con el OS/OM.</del>	Respecto a lo planteado por el participante, se acoge la propuesta de eliminar el numeral 10.4.2, por lo que se corre la numeración del resto de apartados.
---	-----	--	--	---	---

**NUMERAL 10.4.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR	Lo propuesto no es aplicable. La demanda y proyección de demanda es única y es la misma que se aplica en los diferentes estudios que se realicen en el contexto de lo que establece el RMER.		<del>10.4.3</del> Respecto de la modelación de la demanda requerida para su uso en el estudio, se deberán tener en cuenta los requerimientos al respecto de todos los estudios necesarios y las particularidades de modelación del SPGTR. En principio se deberá disponer de demandas para: // a) Simulaciones de despacho de generación; // b) Estudios de funcionamiento	Respecto a lo planteado por el participante, se acoge la propuesta de eliminar el numeral 10.4.3, por lo que se corre la numeración del resto de apartados.

				eléctrico; // c) Simulaciones para otros estudios que requieran modelar la elasticidad de la demanda; y // d) Cualquier otro estudio o simulación que requiera una modelación de demanda con características particulares.	
--	--	--	--	--	--

**NUMERAL 10.5.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR		Las bases de datos deberían estar accesible a las partes interesadas, y a solicitud de ellas, atendiendo lo que está establecido en el RMER. // El Numeral 5.1 del Libro III del RMER establece lo relacionado al acceso a las bases de datos, por lo tanto, este artículo se observa innecesario y no es consistente con lo ya establecido.	<del>10.5.1 El EOR deberá mantener accesible en forma digital las bases de datos de los modelos y casos de estudios, con el objeto de brindar transparencia y accesibilidad a los interesados, siguiendo el procedimiento de accesibilidad del EOR.</del>	Respecto a lo planteado por el participante, se acoge la propuesta de eliminar el numeral 10.5.1, por lo que se corre la numeración del resto de apartados, toda vez que el mismo está recogido en el numeral 5.1.14.1 del Libro III del RMER.

**NUMERAL 10.5.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EOR		<p>Considerando que es un tema relevante y de carácter general, debería considerarse este aspecto en la sección de generalidades del SPGTR para ordenar la norma. //</p> <p>Este aspecto se ha considerado en el Numeral 10.1.1 de la propuesta del EOR.</p>	<p><del>10.5.2 El EOR deberá mantener actualizados los modelos indicados en el Anexo G de este Libro, mediante revisiones periódicas, en las cuales deberá ir ampliando la funcionalidad e incorporando mejoras al mismo, de acuerdo con las necesidades del MER y los cambios tecnológicos.</del></p>	<p>Respecto a lo planteado por el participante se acepta la propuesta de trasladar la norma al apartado de generalidades, quedando recogida en el nuevo numeral 10.1.6, de la propuesta normativa. En razón de lo anterior, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>10.1.6 El EOR deberá mantener actualizados los modelos indicados en el Anexo G de este Libro, ampliando su funcionalidad e incorporando mejoras al mismo, en atención a las necesidades del MER y los cambios tecnológicos.</i></p>
<b>NUMERAL 10.6 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE

1	<b>AES PANAMÁ, S.R.L</b>	Responsabilidad de agentes nacionales	Identificación de posibles oportunidades de expansión e inversión en nuevos activos	Ya que los límites de importación y exportación son responsabilidad nacional y no del EOR, que acciones se le exigirá a las entidades de cada país para mantener los límites operativos mínimos	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.
---	--------------------------	---------------------------------------	---	---	---

**NUMERAL 10.6.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

1	<b>CDMER</b>	La fuente de datos para la planificación regional debería tener un solo canal: la autoridad o entidad nacional competente de planificación. Si esta entidad no es nombrada o no se puede identificar entonces por defecto sería el Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM). Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto: Nacionales o Regionales.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  <del>Los OS/OM</del> Las entidades nacionales competentes de planificación deberán informar por escrito al EOR de las ampliaciones de los respectivos sistemas de transmisión nacional. Cuando la Ampliación nacional sea en una tensión igual o mayor a 115 kV, junto con el anuncio de la ampliación nacional deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acogen los ajustes propuestos.
---	--------------	---	---	--	---

2	<b>EOR</b>		<p>Claridad y simplificación de la normativa.</p> <p>Estas actividades son atendidas, en los capítulos 2 o 4 del Libro III, no al momento de elaboración de la planificación.</p>	<p><del>10.6.1 Los OS/OM deberán informar por escrito al EOR de las ampliaciones de los respectivos sistemas de transmisión. Cuando la Ampliación sea en una tensión igual o mayor a 115 kV, junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.</del></p>	<p>Se le indica al participante, que se acoge su propuesta de ajuste, toda vez que el contenido de este numeral ya se encuentra contemplado en la normativa regional, por lo que se elimina el numeral 10.6.1.</p>
3	<b>AGER</b>	<p>En Guatemala es responsabilidad del regulador el definir la red de transmisión principal y secundaria</p>	<p>De acuerdo al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, la CNEE (regulador) es quien definirá el sistema principal de transporte, de acuerdo al informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista (OS/OM).</p>	<p>La información requerida en este numeral deberá ser solicitada a la entidad nacional responsable directamente de la planificación o bien que se a través del OS/OM nacional que se tramite la obtención de dicha información. En el caso de Guatemala, la CNEE es quien define los sistemas de transmisión principal y secundario. Y dicha información deberá tomar en cuenta esta información con carácter operativo, que sirva para identificar el efecto que tienen sobre la COIIM, y emitir las recomendaciones.</p>	<p>Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acoge lo planteado.</p>

**NUMERAL 10.6.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Hay que identificar claramente a que Ampliaciones de Transmisión se está refiriendo el texto: Nacionales o Regionales.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  Cuando la ampliación nacional sea en tensiones iguales o mayores a 115 kV, el EOR realizará la evaluación sobre si la ampliación nacional formará parte de la RTR. Para esta evaluación el EOR seguirá los criterios y procedimientos que se establecen en el Capítulo 2 de este Libro.	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acogen los ajustes propuestos.
2	EOR		Claridad y simplificación de la normativa.  Estas actividades son atendidas, en los capítulos 2 o 4 del Libro III, no al momento de elaboración de la planificación.	<del>10.6.2 Cuando la ampliación sea en tensiones iguales o mayores a 115 kV, el EOR realizará la evaluación sobre si la ampliación formará parte de la RTR. Para esta evaluación el EOR seguirá los criterios y procedimientos que se establecen en el Capítulo 2 de este Libro.</del>	Se le indica al participante, que se acoge la propuesta de ajuste, toda vez que el contenido de este numeral ya se encuentra contemplado en la normativa regional, por lo que se elimina el numeral 10.6.2.
3	AGER	Las ampliaciones de los sistemas de transmisión de cada país, por ser mayores a 115 kV no implica necesariamente que deba formar parte de la RTR y tampoco	De acuerdo al artículo 50 del Reglamento de la Ley de General de Electricidad las ampliaciones a la capacidad de transporte se dan por acuerdo entre partes por iniciativa propia y por licitación pública, asimismo	Se sugiere evaluar el conflicto que se pudiera generar por la aplicación de normativa regional sobre proyectos que inicialmente han sido considerados como parte de una ampliación nacional, recordar que hay que considerar	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acoge lo planteado.



		que tenga un beneficio social para la RTR	el artículo 55 del mismo reglamento establece el cálculo del peaje en dichas ampliaciones.	las asimetrías regulatorias nacionales y regional.	
4	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	Cada país tiene soberanía para decidir la competencia de sus ministerios y/o instituciones. Es necesario que RMER contemple que no en todos los países es competente el OS/OM para conocer las ampliaciones al sistema de transmisión	El artículo 3 Ley General de Electricidad de Guatemala: <i>“Salvo lo que en esta ley se expresa, el Ministerio de Energía y Minas, en adelante el Ministerio, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.”</i>	Se sugiere modificar el texto 10.6.1 del Libro III del RMER, de la siguiente manera: <i>“10.6.1 La entidad nacional competente trasladará por escrito al OS/OM correspondiente la ampliación de los respectivos sistemas de transmisión. Cuando la Ampliación sea en una tensión igual o mayor a 115 kV, junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.”</i>	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acogen los ajustes propuestos.

**NUMERAL 10.6.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	Literal c; Considerando la Observación General no. 2 y no. 4 del presente Anexo.		“En este caso, el titular debe comunicar a la CRIE y al Regulador Nacional, si opta por percibir [...]”	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acoge lo planteado.

2	CDMER	<p>Para el literal a): Es mas prudente usar la frase “solicitud de conexión” para mayor claridad.</p> <p>Para el literal b): Los criterios de evaluación técnica y económica de todas las Ampliaciones de Transmisión Regional siempre deben ser los mismos para evitar discrecionalidad del EOR. La CRIE debe informar al Regulador Nacional sobre el IAR que se le podría autorizar al titular de la ampliación ya que también recibirá un Ingreso Autorizado Nacional (IAN).</p> <p>Para el literal c): Hay que establecer un mecanismo de coordinación CRIE – Regulador Nacional para la ejecución de la ampliación y su remuneración mixta, ya que el Agente Transmisor recibiría simultáneamente un IARP y un IANP.</p>	<p>Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.</p>	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación de transmisión nacional formará parte de la RTR:</p> <p>a) La CRIE será la responsable de aprobar la solicitud <del>para conectar</del> de conexión de la Ampliación de Transmisión Nacional a la RTR, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el numeral 11.3.2.1 para las propuestas de Ampliaciones Regionales a Riesgo;</p> <p>b) Si la Ampliación de Transmisión Nacional aumenta la capacidad de transmisión regional por encima de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, entonces la CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la ampliación de transmisión nacional, con los mismos criterios técnicos y económicos del SPGTR, y sobre la base de los resultados de esta evaluación, el Ingreso Autorizado Regional que el titular de la Ampliación podría percibir. La CRIE informará al Regulador Nacional y al titular de la</p>	<p>Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la regulación regional. En razón de lo anterior no se acogen los ajustes propuestos.</p>
---	-------	---	--	--	--

		<p>Sugiero que este tipo de ampliaciones mixtas sean desfasadas en el tiempo por un artículo transitorio mientras se desarrolla mejor la regulación asociada.</p>		<p>Ampliación sobre el Ingreso Autorizado Regional Parcial que le podría corresponder y su categorización como Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial simultánea con la categoría de Ampliación de Transmisión Nacional que le permitirá también recibir un Ingreso Autorizado Nacional Parcial;</p> <p>c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE <del>si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado Regional</del> si el Regulador Nacional autoriza la Ampliación y su correspondiente Ingreso Autorizado Nacional parcial (IANP) simultáneamente con la autorización de la CRIE de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial y su correspondiente Ingreso Autorizado Regional parcial (IARP). La CRIE coordinará con el Regulador Nacional la ejecución de la Ampliación, y su Régimen Tarifario mixto, y actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.</p>	
--	--	---	--	--	--

3	EOR	<p>Este numeral se refiere a ampliaciones de transmisión que son en principio desarrolladas a riesgo por iniciativa de agentes o por las transmisoras nacionales, siendo así, no tiene sentido que el regulador regional de oficio ofrezca un IAR sin que lo solicite el propietario de la ampliación o tenga que aprobar la ejecución de la ampliación. // Esta intervención del regulador regional solo aplicaría en caso de que el iniciador solicite un IAR. // La única intervención aplicable sería lo relacionado la solicitud de acceso a la RTR, sin embargo, este es un aspecto que ya está normado.</p>	<p>Lo que se indica en el literal a) es de lo que se ocupa el Capítulo 4 del Libro III del RMER. // También el procedimiento se aborda en el 11.3.2, con algunas diferencias que pueden causar inconsistencias en la normativa en caso de mantenerse la propuesta del presente Artículo. // También estos análisis ni tareas están relacionados con el proceso ni resultados de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional. // Se propone pasar este proceso descrito al 11.3.2 del Libro III, considerando las observaciones realizadas.</p>	<p><del>10.6.3 Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación de transmisión nacional formará parte de la RTR: // a) La CRIE será la responsable de aprobar la solicitud para conectar la Ampliación de Transmisión Nacional a la RTR, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el numeral 11.3.2.1 para las Ampliaciones Regionales a Riesgo; // b) Si la Ampliación de Transmisión Nacional aumenta la capacidad de transmisión regional por encima de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, entonces la CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la ampliación de transmisión nacional y sobre la base de los resultados de esta evaluación, el Ingreso Autorizado Regional que el titular de la Ampliación podría percibir. La CRIE informará al titular de la Ampliación sobre el Ingreso Autorizado Regional que le podría corresponder y su categorización como Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial; // c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como</del></p>	<p>Se le indica al participante, que se acoge la propuesta de ajuste, toda vez que el contenido de este numeral ya se encuentra contemplado en la normativa regional, por lo que se elimina el numeral 10.6.3.</p>
---	-----	--	---	---	--

				máximo el Ingreso Autorizado Regional. La CRIE actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.	
4	AGER	Las ampliaciones de los sistemas de transmisión de cada país, por ser mayores a 115 kV no implica necesariamente que deba formar parte de la RTR y tampoco que tenga un beneficio social para la RTR	De acuerdo al artículo 50 del Reglamento de la Ley de General de Electricidad las ampliaciones a la capacidad de transporte se dan por acuerdo entre partes por iniciativa propia y por licitación pública, asimismo el artículo 55 del mismo reglamento establece el cálculo del peaje en dichas ampliaciones.	Se sugiere evaluar el conflicto que se pudiera generar por la aplicación de normativa regional sobre proyectos que inicialmente han sido considerados como parte de una ampliación nacional, recordar que hay que considerar las asimetrías regulatorias nacionales y regional.	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acoge lo planteado.

**NUMERAL 10.6.4 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Los artículos 10.6.1 a 10.6.2 no mencionan claramente que se haga una solicitud. Mas bien el EOR actúa de oficio, por ello la redacción sugerida de arriba evita esa confusión.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	Debe decir:  Las ampliaciones solicitadas por los Agentes y de transmisión nacional que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER y que no sean identificadas mediante la aplicación de los numerales	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acogen los ajustes propuestos.

				10.6.2 y 10.6.3 de este Libro como pertenecientes a la RTR, deberán ser realizadas siguiendo los procedimientos establecidos por la regulación nacional, pero quedando a cargo de los OS/OM verificar que la ampliación no disminuya la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la RTR. En caso de que el OS/OM correspondiente, verifique que la ampliación disminuye la capacidad operativa de transmisión o el cumplimiento de los CCSD, deberá coordinar las modificaciones requeridas para subsanar esta situación.	
2	<b>EOR</b>		Este numeral contradice lo que establece el 16.1.3 del Libro III del RMER. // La responsabilidad referida, no puede quedar sujeta solamente al OSOM. El 16.1.3 establece un análisis de estudios de impacto por parte del EOR. // Este aspecto encaja mejor en el Capítulo 4 del Libro III, o como complemento del 16.1.3.	<del>10.6.4</del> Las <del>ampliaciones solicitadas por los Agentes y que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER y que no sean identificadas mediante la aplicación de los numerales</del> 10.6.2 y 10.6.3 de este Libro como pertenecientes a la RTR, <del>deberán ser realizadas siguiendo los procedimientos establecidos por la regulación nacional, pero quedando a cargo de los OS/OM verificar que la ampliación no disminuya la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la</del>	Se le indica al participante, que se acoge la propuesta de ajuste, toda vez que el contenido de este numeral ya se encuentra contemplado en la normativa regional, por lo que se elimina el numeral 10.6.4.

				<del>RTR. En caso de que el OS/OM correspondiente, verifique que la ampliación disminuye la capacidad operativa de transmisión o el cumplimiento de los CCSD, deberá coordinar las modificaciones requeridas para subsanar esta situación.</del>	
3	AGER	Las ampliaciones de los sistemas de transmisión de cada país, por ser mayores a 115 kV no implica necesariamente que deba formar parte de la RTR y tampoco que tenga un beneficio social para la RTR	De acuerdo al artículo 50 del Reglamento de la Ley de General de Electricidad las ampliaciones a la capacidad de transporte se dan por acuerdo entre partes por iniciativa propia y por licitación pública, asimismo el artículo 55 del mismo reglamento establece el cálculo del peaje en dichas ampliaciones.	Se sugiere evaluar el conflicto que se pudiera generar por la aplicación de normativa regional sobre proyectos que inicialmente han sido considerados como parte de una ampliación nacional, recordar que hay que considerar las asimetrías regulatorias nacionales y regional.	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado.
4	CNEE	Considerando la Observación General no. 2 y no. 4 del presente Anexo.		“[...] deberán ser realizadas siguiendo los procedimientos establecidos en la regulación nacional, pero quedando a cargo de los OS/OM evaluar que la ampliación no disminuya la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, y que no se incumplan los CCSD. En caso de que el OS/OM correspondiente, compruebe que la ampliación disminuye la capacidad operativa, informará al Regulador Nacional para que este realice los requerimientos	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior no se acogen los ajustes propuestos.

				necesarios para subsanar los perjuicios a la RTR."	
5	UT	Consideramos que este cambio no es adecuado, ya que extralimita las funciones de la CRIE a instalaciones que están fuera de la RTR, y en ese sentido solicitamos la eliminación de este numeral.	Conforme a lo establecido en el artículo 23, literal e) del Tratado Marco, las facultades de la CRIE son, entre otras: e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales, no abarcando lo relacionado a las líneas que no forman parte de la Red de Transmisión Regional (RTR), ya que según el artículo 4 del Tratado Marco, éstas, al no ser RTR no posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, por lo que este artículo no debe considerarse.		Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.
<b>NUMERAL 10.6.5 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	<b>PARTICIPANTE</b>	<b>RAZONES DE HECHO</b>	<b>RAZONES DE DERECHO</b>	<b>TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)</b>	<b>ANÁLISIS CRIE</b>



1	<b>CDMER</b>	Se deben identificar con claridad los Comités Técnicos referidos y su retroalimentación no debe ser vinculante ya que el EOR es el responsable de la Planificación Regional y no los Comités Técnicos	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  La coordinación entre el EOR, los Comités Técnicos CTPEG y CTPET, y los Agentes, deberá ser documentada por el EOR, llevando un registro histórico de estas actuaciones.	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la regulación regional. En razón de lo anterior, no se acogen los ajustes propuestos por el participante.
2	<b>EOR</b>	La interacción con los grupos de trabajo regionales relacionados a la planificación es documentada a través de ayudas memoria de reuniones.	Los comités técnicos no son instancias establecidas en el RMER. El RMER hace referencia a los grupos de trabajo regional, que tienen funciones de colaboración con el EOR. // En todo caso las instancias de opinión relevante en la interacción del EOR, en cuanto a la planificación regional, deberían de ser los OS/OM o las entidades encargadas de la planificación en cada país.	<del>10.6.5 La coordinación entre el EOR, los Comités Técnicos y los Agentes, deberá ser documentada por el EOR, llevando un registro histórico de estas actuaciones.</del>	Se le indica al participante, que se acoge la propuesta de ajuste, toda vez que el contenido de este numeral ya se encuentra contemplado en la normativa regional, por lo que se elimina el numeral 10.6.5.
3	<b>AGER</b>	Las ampliaciones de los sistemas de transmisión de cada país, por ser mayores a 115 kV no implica necesariamente que deba formar parte de la RTR y tampoco que tenga un beneficio social para la RTR	De acuerdo al artículo 50 del Reglamento de la Ley de General de Electricidad las ampliaciones a la capacidad de transporte se dan por acuerdo entre partes por iniciativa propia y por licitación pública, asimismo el artículo 55 del mismo reglamento establece el	Se sugiere evaluar el conflicto que se pudiera generar por la aplicación de normativa regional sobre proyectos que inicialmente han sido considerados como parte de una ampliación nacional, recordar que hay que considerar las asimetrías regulatorias nacionales y regional. <b>SE SUGIERE UNA</b>	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la regulación regional. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado.

			cálculo del peaje en dichas ampliaciones.	COORDINACIÓN ENTRE RESPONSABLES DE LA PLANIFICACIÓN NACIONAL Y EL REGIONAL Y EVITAR CONFLICTOS DE CARÁCTER REGULATORIO, DADA LA ASIMETRÍA QUE HOY EXISTE ENTRE LOS MERCADOS NACIONALES AL RESPECTO, BUSCANDO EVITAR CONFLICTOS QUE EVITEN EL DESARROLLO DEL MER.	
4	CNEE	Las actuaciones deben formar parte del Plan Indicativo de Expansión de la Generación y la Transmisión Regional.		"[...] llevando un registro histórico de estas actuaciones. El EOR incluirá un informe de dichas actuaciones en el Plan Indicativo de Expansión de la Generación y Transmisión Regional."	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la regulación regional. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.
5	COMERCIA INTERNACIONAL	Se sugiere agregar la Autoridad Nacional Competente con el fin de llevar un registro histórico de las actuaciones.	El artículo 3 Ley General de Electricidad: <i>"Salvo lo que en esta ley se expresa, el Ministerio de Energía y Minas, en adelante el Ministerio, es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar</i>	Se sugiere modificar el texto para que este en consonancia con la legislación de cada país de la siguiente forma: <i>"10.6.5 La coordinación entre el EOR, los Comités Técnicos, la entidad competente de la planificación nacional de cada país y los agentes, deberá ser documentada por el EOR, llevando un registro histórico de estas actuaciones.</i>	Derivado de otros comentarios recibidos y con el fin de evitar duplicidad en la norma, se elimina el apartado 10.6 de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la regulación regional. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.

*cumplimiento a sus obligaciones.”*

**NUMERAL 10.8 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	Este numeral fue eliminado de la propuesta de modificación del RMER, sin embargo, es importante mantener una indicación al respecto, ya sea en el Glosario o como un numeral adicional.		“Costo de la Energía No Suministrada: Es el resultado del cálculo realizado por la CRIE conforme a lo establecido en el Anexo L del Libro III.”	En cuanto a " <i>es importante mantener una indicación al respecto, ya sea en el Glosario o como un numeral adicional</i> ", el concepto y la metodología para el cálculo del Costo de Energía No Suministrada está referenciado en el nuevo numeral 10.3.4.1 literal d), señalando que la metodología relacionada está en el Anexo L del Libro III del RMER. En razón de lo anterior, no se acoge lo planteado.

**CAPÍTULO 11**

**NUMERAL 11 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CNEE	Se debe cumplir con lo establecido en el artículo 17 y en el literal o. del artículo 23 del Tratado Marco, lo cual ya se indicó en la Observación General no. 2 y no. 4.			Se toma nota de lo indicado por el participante.
2	ICE, DIVISIÓN TRANSMISIÓN		9) Tal y como se desarrolla en el capítulo 11, quedan detalladas las ampliaciones en la RTR, ya sean estas ampliaciones identificadas en el Plan de Expansión a largo plazo, ampliaciones regionales con beneficio regional parcial, ampliaciones regionales para mantener la COIIM y las ampliaciones a riesgo de agentes regionales o terceras partes. Así como los mecanismos de coordinación, reconocimiento y beneficios para la inclusión en la RTR de ampliaciones a riesgo de los iniciadores.		Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.

**NUMERAL 11.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	AMM	Con la finalidad de dar viabilidad y garantizar que se construyan las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, se recomienda que dichas obras se incluyan en los listados finales de obras planificadas.	La remuneración podría ser de forma similar a como se realiza actualmente mediante cargos complementarios distribuidos en la demanda, para el caso en que sean obras que tienen beneficio regional parcial o están dentro de un país (no ser interconectores) se pueden realizar dichos cargos a este país tal y como se realiza actualmente con el proyecto SIEPAC.	Se recomienda la siguiente redacción: a) Ampliaciones Regionales Planificadas identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada que sean autorizadas por la CRIE y su ejecución es gestionada en el numeral 11.4; y que satisface los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecido en el RMER o <b>sean necesarias para alcanzar y mantener la COIIM</b> , las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional Correspondiente, de conformidad con la metodología vigente aprobada para el efecto, la cual deberá considerar que el cargo complementario de las obras necesarias para alcanzar o mantener la COIIM, sea asignado al país donde sea necesaria la	Se aclara a los participantes que las ampliaciones de transmisión nacional necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones necesarias para suministrar la demanda nacional a través de las redes de transmisión nacional sin afectar de manera adversa a la COIIM. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, se trata de redes de transmisión nacional cuyo desarrollo y remuneración son competencia de las autoridades nacionales correspondientes.  En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada; no obstante, derivados de otros comentarios se ajustó la propuesta de norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>11.1.1 Las ampliaciones de transmisión identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, se clasifican en los siguientes tipos:</i>

				<p>construcción de dichas ampliaciones.</p> <p>b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo, como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada, que no sean consideradas Ampliaciones Regionales Planificadas por concentrar mayormente sus beneficios en un único país y permiten incrementar la COIIM, cuya ejecución debería ser de interés nacional y que satisface los criterios de factibilidad técnica establecidos en el RMER. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente, de conformidad con la metodología vigente aprobada para el efecto, la cual deberá considerar que el cargo complementario sea asignado al país donde sea necesaria la construcción de dicha ampliación.</p> <p>c) Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y</p>	<p>a) <i>Ampliaciones Regionales Planificadas;</i></p> <p>b) <i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial; y</i></p> <p>c) <i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i></p>
--	--	--	--	--	--

				<p>mantener la COIIM son ampliaciones identificadas en el proceso de Planificación regional a mediano y a largo plazo, como necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, en un escenario de autosuficiencia y con un escenario con transferencia entre países, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE que no fueron identificadas en los Planes Nacionales de Transmisión, las cuales serán remuneradas de conformidad con la metodología aprobada para el efecto, que deberá considerar que el cargo complementario de estas ampliaciones sea asignado al país donde sea necesaria su construcción.</p>	
2	<p><b>ACI, IEA, JAGUAR ENERGY, SECACAO, CHOLOMA</b></p>	<p>Con la finalidad de dar viabilidad y garantizar que se construyan las obras necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, se recomienda que dichas obras se incluyan en los listados finales de obras planificadas.</p>	<p>La remuneración podría ser de forma similar a como se realiza actualmente mediante cargos complementarios distribuidos en la demanda, para el caso en que sean obras que tienen beneficio regional parcial o están dentro de un país (no ser interconectores) se pueden realizar dichos</p>	<p>Se propone la siguiente redacción: a) Ampliaciones Regionales Planificadas identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada que sean autorizadas por la CRIE y su ejecución es gestionada en el numeral 11.4; y que satisface los</p>	<p>Se aclara a los participantes que las ampliaciones de transmisión nacional necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones necesarias para suministrar la demanda nacional a través de las redes de transmisión nacional sin afectar de manera adversa a la COIIM. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, se trata de redes de transmisión</p>

			<p>cargos a este país tal y como se realiza actualmente con el proyecto SIEPAC.</p>	<p>criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecido en el RMER o sean necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional Correspondiente, <b>de</b> conformidad con la metodología vigente aprobada para el efecto, la cual deberá considerar que el cargo complementario sea asignado al país donde sea necesaria la construcción de dicha ampliación.</p> <p>b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo, como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada, que no sean consideradas Ampliaciones Regionales Planificadas por concentrar mayormente sus beneficios en un único país y <b>permiten incrementar la COIIM</b>, cuya ejecución debería ser de interés nacional y que satisface los criterios de factibilidad técnica establecidos en el RMER. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso</p>	<p>nacional cuyo desarrollo y remuneración son competencia de las autoridades nacionales correspondientes.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada; no obstante, derivados de otros comentarios se ajustó la propuesta de norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i><b>11.1.1</b> Las ampliaciones de transmisión identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, se clasifican en los siguientes tipos:</i></p> <p><i>d) Ampliaciones Regionales Planificadas;</i></p> <p><i>e) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial; y</i></p> <p><i>f) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i></p>
--	--	--	---	--	---



				<p>Autorizado Regional correspondiente, de conformidad con la metodología vigente aprobada para el efecto, la cual deberá considerar que el cargo complementario sea asignado en el país en donde sea necesaria la construcción de dicha ampliación.</p> <p>c) Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM son ampliaciones identificadas en el proceso de Planificación regional a mediano y a largo plazo, como necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, en un escenario de autosuficiencia y con un escenario con transferencia entre países, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE que no fueron identificadas en los Planes Nacionales de Transmisión, la cual será remunerada de conformidad con la metodología vigente aprobada para el efecto.</p>	
--	--	--	--	---	--

**NUMERAL 11.1.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EPR	LITERAL A) Incluir un tipo de ampliación de la RTR, definida como Ampliación Regionales Planificadas que consistan en el montaje de tramos o de la totalidad del segundo circuito de la línea SIEPAC y sus equipos asociados.	LITERAL A) Darle exclusividad a la EPR para desarrollar estas ampliaciones por: a) Ser el único agente transmisor regional habilitado legalmente en los 6 países b) 2/3 de sus accionistas son las propias empresas eléctricas de transmisión, por lo que es una asociación pública privada. c) legalmente es la propietaria de las instalaciones SIEPAC, las licencias ambientales, licencias de transmisión y derechos de servidumbre c) La experiencia en adquisición de créditos sin garantía soberana de los Estados, que el BID y el BCIE le han dispuesto para EPR.	LITERAL A) a) Ampliaciones Regionales Planificadas identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo, que consistan en el montaje de tramos o de la totalidad del segundo circuito de la línea SIEPAC y sus equipos asociados de corte, control, protección y Sistemas Flexibles de Transmisión (FACTS), que sean parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada y que sean autorizadas por la CRIE, serán desarrolladas por la EPR y su ejecución es gestionada de conformidad con el Anexo I del Libro III, y que satisface los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecidos en el RMER, serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional, la CRIE en el momento de autorizar la ampliación, actualizará el Anexo I del libro III del RMER incluyendo la información	LITERAL A) Se le indica al participante, que las definiciones de los tipos de ampliaciones a los que se refiere este apartado están definidos en el capítulo 10, por lo que no se considera pertinente acoger la propuesta del participante.  En cuanto a " <i>Darle exclusividad a la EPR para desarrollar estas ampliaciones (...)</i> ", se indica que este aspecto no forma parte del alcance de la presente consulta pública.

		<p>LITERAL B) Incluir que las ampliación de la RTR que corresponden a las Ampliaciones Regionales Planificadas que no utilicen las estructuras de la actual línea SIEPAC las puedan ejecutar en primera instancia el o los transportadores de cada país y en última instancia la EPR.</p>	<p>LITERAL B) Las legislaciones aplicables a la industria eléctrica, en la mayoría de los países de la región, solo permiten la coexistencia del transmisor nacional y la EPR, por lo cual, se da la alternativa que cuando el transmisor local no pueda desarrollar una obra planificada regionalmente lo haga la EPR, mediante el mecanismo de remuneración ya conocido que considera costos eficientes y procesos de contratación para la ejecución de obras auditado por la CRIE.</p>	<p>necesaria para que su remuneración sea según lo indicado en ese Anexo.</p> <p>LITERAL B) Ampliaciones Regionales Planificadas identificadas en el proceso en el de Planificación regional a Largo Plazo, que no utilicen las estructuras de la actual línea SIEPAC, como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada que sean autorizadas por la CRIE y su ejecución es gestionada en el numeral 11.4; y que satisface los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecidos en el RMER, las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente. La CRIE consultará al transmisor o a los trasmisores de los países en los cuales se debe ejecutar la obra, y les dará un plazo de seis (6) meses definir si la ejecutarán; en caso que no la puedan ejecutar, la CRIE consultará a la EPR su disponibilidad para ejecutarla, y en ese caso será remunerada conforme a lo establecido en el Anexo I del Libro III.</p>	<p>LITERAL B) Se le indica al participante, que para la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Regionales, actualmente se está realizando una consultoría para determinar el proceso de adjudicación, licitación y ejecución de las mismas; por lo que no se considera pertinente acoger la propuesta del participante.</p>
--	--	---	---	--	---

		<p>LITERAL C)</p> <p>Darle exclusividad a la EPR para ejecutar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que consistan en el montaje de uno o varios tramos del segundo circuito de la línea SIEPAC y sus equipos asociados de corte, control, protección y Sistemas Flexibles de Transmisión (FACTS)</p>	<p>LITERAL C)</p> <p>Darle exclusividad a la EPR para desarrollar estas ampliaciones por:</p> <p>a) Ser el único agente transmisor regional habilitado legalmente en los 6 países</p> <p>b) 2/3 de sus accionistas son las propias empresas eléctricas de transmisión, por lo que es una asociación publica privada.</p> <p>c) legalmente es la propietaria de las instalaciones SIEPAC, las licencias ambientales, licencias de transmisión y derechos de servidumbre</p> <p>c) La experiencia en adquisición de créditos sin garantía soberana de los Estados, que el BID y el BCIE le han dispuesto para EPR.</p>	<p>LITERAL C)</p> <p>c) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, que consistan en el montaje de uno o varios tramos del segundo circuito de la línea SIEPAC y sus equipos asociados de corte, control, protección y Sistemas Flexibles de Transmisión (FACTS), que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo, como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada, que no sean consideradas Ampliaciones Regionales Planificadas por concentrar mayormente sus beneficios en un único país, cuya ejecución debería ser de interés nacional y que satisface los criterios de factibilidad técnica establecidos en el RMER, serán ejecutadas por la EPR. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso Autorizado Regional detallado en el Anexo I del Libro III;</p>	<p>LITERAL C)</p> <p>Se le indica al participante, que las definiciones de los tipos de ampliaciones a los que se refiere este apartado están definidos en el capítulo 10, por lo que no se considera pertinente acoger la propuesta del participante.</p> <p>En cuanto a "<i>Darle exclusividad a la EPR para desarrollar estas ampliaciones (...)</i>", se indica que este aspecto no forma parte del alcance de la presente consulta pública.</p>
--	--	--	--	--	--

		<p>LITERAL D) Incluir que las ampliación de la RTR que corresponden a las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que no utilicen las estructuras de la actual línea SIEPAC las puedan ejecutar en primera instancia el o los transportadores de cada país y en última instancia la EPR.</p>	<p>LITERAL D) Las legislaciones aplicables a la industria eléctrica, en la mayoría de los países de la región, solo permiten la coexistencia del transmisor nacional y la EPR, por lo cual, se da la alternativa que cuando el transmisor local no pueda desarrollar una obra planificada regionalmente lo haga la EPR, mediante el mecanismo de remuneración ya conocido que considera costos eficientes y procesos de contratación para la ejecución de obras auditado por la CRIE.</p>	<p>LITERAL D) d) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, que no utilice las estructuras de la actual línea SIEPAC, que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo, como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada, que no sean consideradas Ampliaciones Regionales Planificadas por concentrar mayormente sus beneficios en un único país, cuya ejecución debería ser de interés nacional y que satisface los criterios de factibilidad técnica establecidos en el RMER. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente; La CRIE consultará al transmisor o a los trasmisores de los países en los cuales se debe ejecutar la obra, y les dará un plazo de seis (6) meses definir si la ejecutarán; en caso que no la puedan ejecutar, la CRIE consultará a la EPR su disponibilidad para ejecutarla, y la remunerará conforme a lo establecido en el Anexo I del Libro III.</p>	<p>LITERAL D) Se le indica al participante, que para la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Regionales, actualmente se está realizando una consultoría para determinar el proceso de adjudicación, licitación y ejecución de las mismas; por lo que no se considera pertinente acoger la propuesta del participante.  En virtud de lo anterior, no se acogen las propuestas de ajuste presentadas.</p>
--	--	---	---	--	---

2	CNEE	Se reitera la Observación General no. 2.			Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.
3	CDMER	<p>Este literal a) impide que un candidato de una Ampliación Regional Planificada propuesto por un tercero (Agente, Regulador, EPR, etc.) sea evaluado independiente por el EOR. La identificación de estas la Ampliaciones Regionales Planificadas solo se daría en el proceso de Planificación Regional.</p> <p>Con relación al literal b): Los criterios de evaluación técnica y económica de todas las Ampliaciones de Transmisión Regional</p>	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>Las ampliaciones de la RTR se clasifican en los siguientes tipos:</p> <p><b>a) Ampliaciones Regionales Planificadas identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo</b> como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada que sean autorizadas por la CRIE y su ejecución es gestionada en el numeral 11.4; y que satisface los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecidos en el RMER, las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente. La CRIE actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.;</p> <p><b>b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo</b>, como parte de la alternativa de</p>	<p>Se le indica al participante, que derivado de otros comentarios se identificó necesario únicamente listar los tipos de ampliaciones considerando que las mismas están definidas en el capítulo 10.</p> <p>Respecto a las Ampliaciones a Riesgo, derivado de sus comentarios y con el objeto de facilitar la comprensión de la norma, este tipo de ampliaciones se integran a lo que debe entenderse como “<i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i>”.</p> <p>En cuanto a “<i>La CRIE actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente</i>”, se aclara que le corresponde al EOR proponer para consideración de la CRIE los nuevos valores de la COIIM.</p> <p>Se le indica al participante, que para la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Regionales, actualmente se está realizando una consultoría para determinar el proceso de adjudicación, licitación y ejecución de las mismas. En cuanto a la remuneración de las Ampliaciones de Transmisión Regionales, ésta se regirá con lo que</p>

		<p>siempre deben ser los mismos para evitar discrecionalidad del EOR. La CRIE debe informar al Regulador Nacional sobre el IARP que se le podría autorizar al titular de la ampliación ya que también recibirá un Ingreso Autorizado Nacional (IANP). Hay que establecer un mecanismo de coordinación CRIE – Regulador Nacional para la ejecución de la ampliación y su remuneración mixta, ya que el Agente Transmisor recibiría simultáneamente un IARP y un IANP.</p> <p>Con relación al literal c): Por transparencia y claridad se debe hacer notar que las</p>		<p>expansión de la transmisión regional seleccionada, que no sean consideradas Ampliaciones Regionales Planificadas por concentrar mayormente sus beneficios en un único país, cuya ejecución debería ser de interés nacional y que satisface los criterios de factibilidad técnica y económica establecidos en el RMER. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso Autorizado Regional Parcial (IARP) correspondiente. Para ejecutarse y remunerarse esta Ampliación deberá ser aprobada por el Regulador Nacional correspondiente para ser remunerada parcialmente por medio del Ingreso Autorizado Nacional parcial (IANP). La CRIE coordinará con el Regulador Nacional la ejecución de la Ampliación, y su Régimen Tarifario mixto, y actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente;</p> <p>c) Ampliaciones de Transmisión Nacional pendientes para alcanzar y mantener la COIIM son ampliaciones identificadas en el</p>	<p>establezca al efecto la regulación regional vigente; por lo que no se considera pertinente acoger la propuesta del participante.</p> <p>En virtud de lo anterior, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>11.1.1</b> Las ampliaciones de transmisión identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, se clasifican en los siguientes tipos:</p> <p>a) Ampliaciones Regionales Planificadas;</p> <p>b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial; y</p> <p>c) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</p>
--	--	--	--	---	--

		<p>Ampliaciones de Transmisión Nacional tienen dos fuentes de identificación: a) Las Programadas o Planificadas identificadas por el Sistema de Planificación Nacional y b) Las Pendientes identificadas por el SPGTR.</p> <p>Con relación al literal d): Una Ampliación a Riesgo Regional significa que el Regulador Regional no garantiza el Ingreso Autorizado Nacional suficiente para la remuneración económica completa de dicha Ampliación. Este es el caso de la Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial. Por ello toda Ampliación a Riesgo Regional es una Ampliación Regional</p>		<p>proceso de Planificación regional a mediano y a largo plazo, como necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, en un escenario de autosuficiencia y con un escenario con transferencias entre países, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE que no fueron identificadas en los Planes Nacionales de Transmisión;</p> <p>d) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que hayan sido propuestas como Ampliaciones a Riesgo <del>propuestas</del> por los Agentes o terceras partes, que sean autorizadas por las regulaciones nacionales, e identificadas por el EOR como pertenecientes, a partir de su operación comercial, a la RTR y que cumplan con los criterios técnicos y económicos del SPGTR. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso Autorizado Regional Parcial (IARP) correspondiente. Para ejecutarse y remunerarse esta</p>	
--	--	--	--	--	--



		<p>con Beneficio Regional Parcial. La CRIE debe informar al Regulador Nacional sobre el IARP que se le podría autorizar al titular de la ampliación ya que también recibirá un Ingreso Autorizado Nacional (IANP). Hay que establecer un mecanismo de coordinación CRIE – Regulador Nacional para la ejecución de la ampliación y su remuneración mixta, ya que el Agente Transmisor recibiría simultáneamente un IARP y un IANP.</p>		<p>Ampliación deberá ser aprobada por el Regulador Nacional correspondiente para ser remunerada parcialmente por medio del Ingreso Autorizado Nacional parcial (IANP). La CRIE coordinará con el Regulador Nacional la ejecución de la Ampliación, y su Régimen Tarifario mixto, y actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.</p>	
4	<b>EOR</b>	<p>1- En inciso a) lo correcto sería que las ampliaciones regionales planificadas surgen del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional. 2- En a) la parte que indica: “y que satisface los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecidos en el</p>		<p><b>10.1.1</b> Las Ampliaciones de la RTR se clasifican en los siguientes tipos: <b>a)</b> Ampliaciones de transmisión nacionales o regionales necesarias para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), identificadas en la Planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional de largo plazo. <b>b)</b> Ampliaciones regionales</p>	<p>Se le indica al participante, que se acoge parcialmente la propuesta de ajuste, en el sentido de listar solamente los tipos de ampliaciones considerando que las mismas están definidas en el capítulo 10.</p> <p>En virtud de lo anterior, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i><b>11.1.1</b> Las ampliaciones de transmisión identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la</i></p>

		<p>RMER,” es innecesario porque ya esos criterios están dictados y deben cumplirse en la determinación de las ampliaciones regionales planificadas. 3- En b) sería conveniente indicar el calificativo “A Riesgo” en consistencia con las clasificaciones establecidas en el Cap. 10. También debe ser clara la norma de que se habla de ampliaciones A Riesgo. También son aplicables las observaciones #1 y #2 anteriores. 4-En c) las siguientes observaciones:</p> <p>i) El texto “...Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM que son ampliaciones identificadas en el proceso de Planificación regional a mediano y a largo plazo...” da a entender que todas estas</p>		<p>planificadas, identificadas en la Planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional de largo plazo, que sean autorizadas por la CRIE. c) Ampliaciones regionales con beneficio regional parcial, que hayan sido identificadas en la Planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional de largo plazo que sean autorizadas por la CRIE. d) Ampliaciones a Riesgo propuestas por Agentes o Iniciadores, que sean aprobadas por la Regulación Nacional e identificadas por el EOR como pertenecientes a la RTR a partir de su puesta en operación comercial y que la CRIE les haya aprobado un IAR.</p>	<p><i>Transmisión Regional, se clasifican en los siguientes tipos:</i></p> <p>a) <i>Ampliaciones Regionales Planificadas;</i></p> <p>b) <i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial; y</i></p> <p>c) <i>Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.</i></p> <p>Por otro lado, en cuanto a que “<i>da a entender que todas estas ampliaciones formaran parte de la RTR (por el propio encabezado del 11.1.1) (...) este punto merece analizarse</i>”, tomando en consideración lo planteado por el participante y con el fin de que el título guarde consistencia con el contenido, se identificó necesario ajustar el título del capítulo 11, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>Capítulo 11. Ampliaciones de Transmisión</b></p>
--	--	---	--	---	---

		<p>ampliaciones formaran parte de la RTR (por el propio encabezado del 11.1.1), este punto merece analizarse por diversas razones: Primero porque estas ampliaciones para la COIIM según se ha propuesto, en principio deben ser identificadas por la planificación nacional (la planificación regional solo identificaría las pendientes o faltantes) y entonces debería ver si todas deberían por definición formar parte de la RTR. Segundo por que la regulación regional establece un componente de remuneración de las ampliaciones que formen parte de la RTR.</p> <p><b>ii)</b> El texto: “...<i>como necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, en un escenario de autosuficiencia y con</i></p>			
--	--	---	--	--	--

		<p><i>un escenario con transferencias entre países, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE...”, sería innecesario, ya que describe los criterios o premisas que ya deben quedar definidos en el Cap. 10 para identificar las ampliaciones para la COIIM.</i></p> <p><b>iii)</b> También lo descrito es algo confuso: son para alcanzar la COIIM y además sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la COIIM.</p> <p><b>iv)</b> También revisar respecto a la observación #1 anterior. // Se hace referencia al reconocimiento del IAR, en la sección correspondiente a “Autorización de</p>			
--	--	---	--	--	--

		ampliaciones” en la redacción de la propuesta.			
5	<b>ICE, DIVISIÓN TRANSMISIÓN</b>		<p>6) Se amplía la definición de la autorización de las ampliaciones regionales planificadas individuales y como grupo de ampliaciones independientes de la RTR, de manera que estén incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, con sus debidos estudios realizados por la EOR. Al igual que las ampliaciones con beneficio Regional Parcial, incluidas en el Plan de Expansión y las ampliaciones a Riesgo, solicitadas por el iniciador y que formaran parte a futuro de la RTR.</p> <p>7) Se extiende el alcance de la RTR considerando ampliaciones Regionales planificadas, incluyendo SIEPAC, ampliaciones con beneficio parcial Regional y ampliaciones a riesgo autorizadas por la CRIE.</p>		Al no identificarse una propuesta concreta, se toma nota de lo planteado.

**NUMERAL 11.1.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Se simplifico el texto para mejorar la redacción.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<p><u>Debe decir:</u></p> <p><del>Las Ampliaciones a Riesgo que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional que sean propuestas por los Iniciadores y las</del> Las Ampliaciones Regionales con beneficio regional parcial, provenientes del SPGTR o a propuesta de iniciadores, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial (IARP) conforme a la metodología de cargos vigente y a recibir un Ingreso Autorizado Nacional Parcial (IANP) de acuerdo a la regulación nacional correspondiente.</p>	<p>Se le indica al participante que se acoge parcialmente su propuesta en cuanto a eliminar las ampliaciones a riesgo; asimismo, derivado de otros comentarios se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b><i>11.1.3 Las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.</i></b></p>

2	<b>EOR</b>	Se adiciona la Ampliaciones Regionales con beneficio parcial, que también recibirían un IAR parcial, que son propuestas por iniciadores.	Y se modifica el término “metodología de cargo vigente” por el “régimen tarifario de la RTR” conforme lo indica el capítulo 9 del libro III.	<b>11.1.3</b> Las Ampliaciones regionales con beneficio regional parcial y las Ampliaciones a Riesgo propuestas por Iniciadores, que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme a la metodología del Régimen Tarifario de la RTR vigente.	Se le indica al participante que se acoge parcialmente lo planteado en cuanto a referirse al régimen tarifario de la RTR; asimismo, derivado de otros comentarios se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>11.1.3 Las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.</i>
---	------------	--	--	--	--

**NUMERAL 11.1.4 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>CDMER</b>	Se puntualizó el texto para evitar confusiones.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  Cuando una ampliación nacional tenga por objeto conectar directamente con la RTR a un Agente que no está vinculado con la red de su país, el interesado deberá seguir el procedimiento de acceso a la RTR del capítulo 4 de este Libro y quedará sujeto a la autorización de conexión por la CRIE, y adicionalmente, a las	Al respecto de lo planteado se observa que el numeral comentado corresponde al numeral 11.1.4 y no al 11.1.3; en este sentido, se le indica que derivado de otros comentarios recibidos y con fin de evitar duplicidad de la norma, se elimina el presente numeral de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la regulación regional.

				autorizaciones requeridas en los países involucrados.	En razón de lo anterior, no se acoge su ajuste propuesto.
2	<b>EOR</b>		Este numeral se recomienda eliminarse, lo que indica ya está establecido en el Cap. 4 Libro III RMER e indicado en el 11.1.2, de la propuesta CRIE.	<del>11.1.4 Cuando una ampliación tenga por objeto conectar directamente con la RTR a un Agente que no está vinculado con la red de su país, el interesado deberá seguir el procedimiento de acceso a la RTR del capítulo 4 de este Libro y quedará sujeto a autorización por la CRIE, adicionalmente, a las autorizaciones requeridas en los países involucrados.</del>	Se acoge su propuesta de ajuste, por lo que se elimina el presente numeral de la propuesta normativa, toda vez que el contenido ya se encuentra contemplado en la Regulación Regional.
<b>NUMERAL 11.2 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EOR</b>	Se recomienda cambio para mejor comprensión del título		<b>11.2 Ampliaciones Planificadas Regionales</b>	Se le indica al participante, que no se acoge su propuesta de ajuste, debido a que se identifica necesario determinar <i>a priori</i> a qué ampliación nos estamos refiriendo, si es regional o nacional y posteriormente a su clasificación.



2	<b>COMERCIA INTERNACIONAL</b>	Se deberá evaluar quienes tendrán la obligación de realizar la ejecución de las diferentes ampliaciones de la RTR, o mejoras en la red para evitar limitaciones en las transacciones regionales, además quienes podrán realizar las mejoras necesarias en la transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.	Artículo 32. del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central Los Gobiernos: a. Garantizan el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en este Tratado, sus protocolos y reglamentos. b. Declaran de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional.		Se le indica al participante, que para la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Regional, actualmente se está realizando una consultoría para determinar el proceso de adjudicación, licitación y ejecución de las ampliaciones regionales; asimismo, en el caso de la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM, se deberá seguir lo que al efecto establezca la regulación nacional correspondiente.
---	-------------------------------	--	--	--	---

**NUMERAL 11.2.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>EPR</b>	Proponer ajuste en el sentido de que lo que se consulte sea la ejecución no la autorización de las obras, en la publicación que hace el EOR (10.1.3) debería ser el momento para que el	El regulador debe establecerse plazos consistentes con las necesidades del SER y del MER, así como consistentes con los plazos que se establecen a los demás intervinientes (por ejemplo el	11.2.1 Para la evaluación y autorización de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas propuestas por el EOR, la CRIE dispondrá de un plazo de seis (6) meses. Las Ampliaciones de Transmisión Regional, planificadas o con beneficio parcial, que sean	Se le indica al participante, que el plazo contenido en la propuesta, es un plazo razonable que responde a la experiencia real que se ha tenido en la evaluación del informe de planificación remitido por el EOR, lo cual podría incluir la revisión del plan de expansión regional, análisis complementarios del EOR a solicitud de la CRIE para su debida evaluación,

		que tenga algo que decir lo diga. O que e EOR documente las objeciones de los comités técnicos para valoración de la CRIE. Se debe valorar las modificaciones a los procedimientos de ejecución del Plan, que si bien es indicativo, debe existir un impulso por parte del regulador para dar cumplimiento al art 22 del TMER.	EOR) de allí que se proponen plazos en el numeral 10.2.3.	autorizadas por la CRIE según el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional formalizado y publicado por el EOR, serán ejecutadas según lo previsto en la regulación regional, por lo cual, para ese proceso de ejecución la CRIE tendrá en cuenta las opiniones de las partes interesadas, tales como: Agentes, Regulador Nacional, OS/OM, ANCP, entre otros.	consulta a reguladores nacionales, consulta pública, análisis y respuesta a la consulta pública, análisis y valoración de la Junta de Comisionados de la CRIE. Finalmente, debe entenderse que el plazo propuesto, corresponde a un plazo máximo.  En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta de ajuste.
2	<b>CDMER</b>	La eficiencia del proceso de Planificación de la expansión de la Generación y la Transmisión Regional se ve seriamente comprometido por el excesivo tiempo de evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas por parte de la CRIE.	De acuerdo al Artículo 20 del Tratado Marco, la CRIE debe respetar los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad. La pronta aprobación o desaprobación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas es de interés público.	<u>Debe decir:</u>  Para la evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas, la CRIE contará con un plazo máximo de <del>doce</del> seis (12) meses.	Se le indica al participante, que el plazo contenido en la propuesta, es un plazo razonable que responde a la experiencia real que se ha tenido de evaluación del informe de planificación remitido por el EOR, lo cual podría incluir la revisión del plan de expansión regional, análisis complementarios del EOR a solicitud de la CRIE para su debida evaluación, consulta a reguladores nacionales, consulta pública, análisis y respuesta a la consulta pública, análisis y valoración de la Junta de Comisionados de la CRIE. Finalmente, debe entenderse que el plazo propuesto, corresponde a un plazo máximo.  En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta de ajuste.

3	<b>EOR</b>	<p>1- No se indica nada respecto a la necesidad de que para aprobar las ampliaciones planificadas, es necesario que se hayan autorizado previamente las ampliaciones para la COIIM. // 2- No hay un procedimiento para “formalizar” el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, se omite indicar que el informe de la planificación regional deberá ser remitido a la CRIE. // 3- Por otra parte, el plazo que se autoasigna el regulador es abierto, y solamente es para evaluar las propuestas de ampliaciones, carece de hitos ni fechas concretos. Carece de un procedimiento a cumplir en concreto, muy a diferencia de lo que se propone para la ejecución del proceso de los estudios de la planificación regional. // Es indispensable que,</p>	<p>Conforme lo que establece el Tratado Marco en los artículos 2, 18, se le recomienda redactar el numeral, conforme la redacción propuesta por el EOR.</p>	<p>11.2.1. La CRIE, con base en el Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional establecido en el capítulo 10 de este Libro y teniendo en cuenta a través de consulta pública la opinión de las partes interesadas, entre otros: Agentes, Regulador Nacional, OS/OM, ANCP, evaluará las recomendaciones de Ampliaciones de Transmisión propuestas, y autorizará las mismas cuando corresponda, con objeto de alcanzar y mantener la COIIM y el desarrollo de la capacidad operativa de transmisión regional, para consolidación y desarrollo del mercado. // En el marco de la revisión del Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional, la CRIE podrá consultar o requerir análisis complementarios al EOR.</p>	<p>Se le indica al participante, que el plazo contenido en la propuesta, es un plazo razonable que responde a la experiencia real que se ha tenido de evaluación del informe de planificación remitido por el EOR, lo cual incluye los procedimientos internos de la CRIE, que podrían ser, sin limitarse a: la revisión del plan de expansión regional, análisis complementarios del EOR a solicitud de la CRIE para su debida evaluación, consulta a reguladores nacionales, consulta pública, análisis y respuesta a la consulta pública, análisis y valoración de la Junta de Comisionados de la CRIE. Finalmente, debe entenderse que el plazo propuesto, corresponde a un plazo máximo.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta de ajuste.</p>
---	------------	---	---	---	--

		<p>en la regulación regional, se especifiquen los hitos del proceso a realizar por el regulador, que conlleva los 12 meses. Lo anterior dará claridad, transparencia, coordinación y organización del proceso a los diferentes actores del MER, evitando discrecionalidad y desorganización en la aplicación de la regulación regional.</p>			
--	--	---	--	--	--

**NUMERAL 11.2.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EPR	Eliminar para ser consistente con el numeral anterior, según la propuesta de EPR.			Se le indica al participante que se considera necesario contemplar la evaluación y la autorización de las ampliaciones regionales planificadas que realiza la CRIE en dos numerales diferentes, en este sentido, no se acoge lo planteado por el participante.

2	<b>CDMER</b>	Es importante notar que para la ejecución de las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial debe contarse con la aprobación previa de la CRIE y del Regulador Nacional. Por ello es necesario establecer un mecanismo de coordinación CRIE – Regulador Nacional ya que el Agente Transmisor recibiría simultáneamente un IAR y un IAN.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  La CRIE podrá autorizar la ejecución de las Ampliaciones Regionales Planificadas con base a la evaluación de las propuestas de ampliaciones según lo establecido en el numeral 11.2.1. Adicionalmente, la CRIE podrá autorizar la ejecución de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial atendiendo para el efecto lo establecido en el apartado 11.3.1., considerando que esta Ampliación también deberá ser aprobada por el Regulador Nacional correspondiente para ser remunerada parcialmente por medio del Ingreso Autorizado Nacional parcial (IANP). La CRIE coordinará con el Regulador Nacional la ejecución de la Ampliación, y su Régimen Tarifario mixto, y actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.	En cuanto a la "ejecución de la ampliación", se indica al participante que el tema está siendo considerado en los análisis de una consultoría del apartado 11.4; en cuanto a que "la CRIE coordinará con el Regulador Nacional (...), y su Régimen Tarifario ", se indica al participante, que el tema está contemplado en el numeral 9.4.2 del Libro III del RMER.  En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta de ajuste.
3	<b>EOR</b>	La evaluación de las propuestas indicadas en 11.2.1 debe ser detallada, con criterios concretos definidos.	4- Tal como indica actualmente el RMER, deben establecerse los criterios concretos que debe verificar la CRIE para proceder a "autorizar" o "aprobar" las ampliaciones. El texto	11.2.2 Las Ampliaciones de transmisión regional planificadas, podrán ser autorizadas por la CRIE individual o como grupos de Ampliaciones interdependientes, cuando dichas Ampliaciones estén en la lista de	En cuanto a lo planteado por el participante, la autorización de las ampliaciones regionales planificadas, se realizará con base a una evaluación de cumplimiento de la norma.

			<p>propuesto no define ningún criterio. Por ejemplo: demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social a nivel regional, o que cumplan los criterios de evaluación económica definidos en el Cap. 10 del Libro III. Si no se definen criterios a verificar quedará a discrecionalidad de la CRIE y opiniones que pueden carecer de sustentos técnicos, bloqueando el desarrollo de la transmisión regional.</p>	<p>recomendación contenida en el Informe del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión Regional. La CRIE verificará que, en los estudios realizados por el EOR, se cumplan los criterios de evaluación económica establecidos en el capítulo 10 de este Libro. Dichas Ampliaciones serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente. // Las Ampliaciones de transmisión regional para alcanzar y mantener la COIIM que se determinen con base al procedimiento establecido en el numeral 10.6.5.2 de este Libro, serán Ampliaciones de transmisión planificadas, las cuales, serán pagadas por la demanda nacional del país donde se construye la Ampliación a través de un cargo regional aprobado por la CRIE. // La ejecución de las Ampliaciones de transmisión planificadas será gestionada conforme al numeral 11.4 de este Libro.</p>	<p>Además, se aclara al participante que las ampliaciones de transmisión nacionales necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones necesarias para suministrar la demanda nacional a través de las redes de transmisión nacional sin afectar de manera adversa la COIIM. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, se trata de redes de transmisión nacionales cuyo desarrollo y remuneración son competencia de las autoridades nacionales correspondientes.</p> <p>En virtud de lo anterior, se acoge parcialmente la propuesta presentada, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>11.2.2 La CRIE podrá autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas con base a la evaluación de las propuestas de ampliaciones según lo establecido en el numeral 11.2.1.</i></p> <p><i>La ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Planificadas será gestionada conforme al numeral 11.4 de este Libro.</i></p>
--	--	--	--	---	--

**NUMERAL 11.2.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	EPR	Adicionar la opción que EPR pueda proponer obras de ampliación regional asociadas al primer sistema de transmisión regional (primer y segundo circuito SIEPAC), como se ha realizado actualmente con resultados notables en la mejora de los CCSD		11.2.3 Las ampliaciones regionales de transmisión podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas, individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes, cuando estén incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional o cuando sean propuestas por la EPR de conformidad con lo establecido en el Anexo I del Libro III y cumplen los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecidos en el RMER.	Se indica al participante que derivado de otros comentarios y con el fin de evitar redundancia en la norma, el presente numeral ha sido eliminado de la propuesta normativa. Por lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.
2	CDMER	Este artículo impide que un candidato de una Ampliación Regional Planificada propuesto por un tercero (Agente, Regulador, EPR, etc.) sea evaluado independiente por el EOR. La identificación de las Ampliaciones Regionales Planificadas solo se	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	<u>Debe decir:</u>  Las ampliaciones regionales de transmisión sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas, individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes, cuando estén incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.	Se indica al participante que derivado de otros comentarios y con el fin de evitar redundancia en la norma, el presente numeral ha sido eliminado de la propuesta normativa. Por lo anterior, no se acoge lo planteado por el participante.

		daría en el proceso de Planificación Regional.			
3	EOR		Lo propuesto en este numeral, está incluido en el numeral 11.2.2, de la redacción propuesta.	<del>11.2.3 Las ampliaciones regionales de transmisión sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas, individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes, cuando estén incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.</del>	Se indica al participante que, con el fin de evitar redundancia en la norma, se acoge lo planteado por el participante, en el sentido de eliminar este numeral.

**NUMERAL 11.3 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Las denominadas Ampliaciones a Riesgo son en realidad Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, por lo que no es necesario tener otra categoría de Ampliaciones Regionales.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	Es necesario cambiar el título del artículo.  <u>Debe decir:</u> 11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial <del>y de Ampliaciones a Riesgo</del>	En cuanto a lo manifestado por el participante se indica que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “Ampliación a Riesgo” se integra a lo que debe entenderse como “Ampliación con Beneficio Regional Parcial”.  En razón de lo anterior, se identificó necesario realizar los ajustes correspondientes a fin de adaptar la



					<p>propuesta normativa; para que solamente exista un tipo de ampliación con beneficio regional parcial. Derivado de lo anterior se ajusta la norma, el cual se leerá de la siguiente forma:</p> <p><b><i>11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i></b></p>
2	<b>EOR</b>	<p>Se recomienda desarrollar el tema de las Ampliaciones con beneficio parcial respecto al de las Ampliaciones a riesgo. // Lo relacionado a las Ampliaciones a Riesgo se desarrollan en el numeral 11.3.2 en la columna de recomendaciones de cambio.</p>		<p><b>10.3 (sic) Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y de Ampliaciones a Riesgo</b></p>	<p>En cuanto a lo manifestado por el participante se indica que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>” se integra a lo que debe entenderse como “<i>Ampliación con Beneficio Regional Parcial</i>”.</p> <p>En razón de lo anterior, se identificó necesario realizar los ajustes correspondientes a fin de adaptar la propuesta normativa; para que solamente exista un tipo de ampliación con beneficio regional parcial. Derivado de lo anterior se ajusta la norma, el cual se leerá de la siguiente forma:</p> <p><b><i>11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i></b></p>

**NUMERAL 11.3.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>CDMER</b>	Es necesario especificar el título del Artículo 11.3.1 para distinguirlo del título del Artículo 11.3.2 “Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial solicitadas por un iniciador o tercero”.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos.	Es necesario cambiar el título del artículo.  <u>Dice:</u> 11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial  <u>Debe decir:</u> 11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas por el SPGTR.	Se indica al participante que derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “ <i>Ampliación a Riesgo</i> ”, a lo que debe entenderse como las “ <i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i> ”; se identificó conveniente ajustar el numeral 11.3.1, aceptándose parcialmente el ajuste propuesto por el participante, por lo que se leerá de la siguiente manera:  <i>11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional</i>

2	EOR			10.3.1. <b>Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</b>	<p>Se indica al participante que derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>”, a lo que debe entenderse como las “<i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i>”, así como en atención a otros comentarios recibidos; se identificó conveniente ajustar el numeral 11.3.1 de manera que este se lea de la siguiente manera:</p> <p><i>11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional</i></p>
---	-----	--	--	---	--

**NUMERAL 11.3.1.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>EOR</b>	Se recomienda adicionar el siguiente numeral para determinar la autorización ya que tienen un tratamiento diferente a las Ampliaciones a Riesgo propuesta por un Iniciador,		11.3.1.1 Las Ampliaciones de transmisión regional con beneficio regional parcial, podrán ser autorizadas por la CRIE individual o como grupos de Ampliaciones interdependientes, cuando dichas Ampliaciones estén en la lista de recomendación del Informe del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión Regional del numeral 10.10 de este Libro. La CRIE verificará que, en los estudios realizados por el EOR, se cumplan los criterios de evaluación económica establecidos en el capítulo 10 de este Libro. // La ejecución de las Ampliaciones de transmisión regional con beneficio regional parcial será gestionada conforme al numeral 11.4, de este Libro.	En cuanto a lo planteado por el participante, la autorización de las ampliaciones regionales con beneficio regional parcial, se realizará con base a una evaluación de cumplimiento de la norma.  En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada.
1	<b>AGER</b>	En Guatemala el Reglamento de la Ley General de Electricidad no contempla la remuneración de los sistemas de transmisión en base a beneficios parciales	De acuerdo al artículo 50 del Reglamento de la Ley de Electricidad las ampliaciones a la capacidad de transporte se dan por acuerdo entre partes por iniciativa propia y por licitación pública, asimismo el artículo 55 del mismo reglamento establece el cálculo del peaje en dichas ampliaciones.	Revisar el concepto de beneficio parcial, pues podría en todo caso afectar la remuneración de las ampliaciones solicitadas, dado que genera un conflicto con los mecanismos de remuneración local que afectará al interesado en la recuperación de su inversión total, pues estaría dependiente de pagos parciales tanto regional como nacional.	Se le indica al participante, que lo pertinente a la remuneración no es parte del alcance de la presente consulta pública. Por su parte, conforme al literal d) del artículo 32 del Tratado Marco, los Gobiernos de los países miembros realizaran las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regional para que aproveche los beneficios que derivan de la construcción de ampliaciones regionales.

**NUMERAL 11.3.1.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	El Ingreso Autorizado Regional y los Cargos de Transmisión constituyen el Régimen Tarifario de la RTR que debe ser referenciado propiamente. Es importante hacer notar que se necesitan ambas aprobaciones: De la CRIE y del Regulador Nacional para que este tipo de Ampliaciones sea factible de ejecutar y operar.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	<u>Debe decir:</u> Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme a la metodología de cargos al Régimen Tarifario de la RTR vigente. Simultáneamente deberá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Nacional parcial al Regulador Nacional correspondiente.	Se le acoge parcialmente su comentario en cuanto a indicar que el reconocimiento del IAR será conforme al régimen tarifario vigente. En razón de lo anterior, se ajusta la propuesta de norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>11.3.1.2 Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.</i>

**NUMERAL 11.3.2 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>CDMER</b>	Las denominadas Ampliaciones a Riesgo son en realidad Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, por lo que no es necesario tener otra categoría de Ampliaciones Regionales, solo indicar que son solicitadas por un iniciador o tercero.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	Debe decir: 11.3.2 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial solicitadas por un iniciador o tercero.	En cuanto a “ <i>solo indicar que son solicitadas por un iniciador o tercero</i> ”, se acoge parcialmente lo manifestado por el participante, por lo que el título del apartado se ajusta, el cual se leerá de la siguiente forma:  <b><i>11.3.2 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial no identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional</i></b>
2	<b>EOR</b>	Conforme a la propuesta de la CRIE, las Ampliaciones a Riesgo no las “autoriza” sino que las “aprueba”		<b>10.3.2. Aprobación de Ampliaciones a Riesgo propuestas por iniciadores.</b>	Se le indica al participante, que con el objeto de facilitar la comprensión de la norma las ampliaciones que originalmente se denominaban en la propuesta como “ <i>Ampliación a Riesgo</i> ” se integra a lo que debe entenderse como “ <i>Ampliación con Beneficio Regional Parcial</i> ”; adicionalmente, el participante no fundamentó jurídicamente o con razones de hecho por qué considera conveniente utilizar un término en lugar del otro, en virtud de lo cual no se acoge la propuesta. No obstante, derivado de otros comentarios se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <b><i>11.3.2 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial no</i></b>

*identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional*

**NUMERAL 11.3.2.1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	Este artículo solo mencionaba los datos de la evaluación técnica, pero la evaluación económica también es necesaria. Es necesario que en los artículos de este apartado debe quedar claro que la Ampliación también debe ser aprobada por el Regulador Nacional ya que tiene que autorizar un IANP, sin el cual la ampliación es inviable.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>Un Iniciador de una propuesta de Ampliación a Riesgo, solicitará al EOR la información contenida en la Base de Datos Regional, para realizar los estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los CCSD con la ampliación propuesta, dichos estudios se realizarán con los criterios que se establecen en el Capítulo 17 de este Libro. También solicitará la información necesaria para realizar la evaluación económica de la propuesta siguiendo los criterios del SPGTR.</p>	<p>Respeto a “<i>que la Ampliación también debe ser aprobada por el Regulador Nacional</i>”, se le indica al participante que la Regulación Regional ya contempla, dentro de su procedimiento de acceso a la RTR, que previo a autorizar una conexión a nivel regional, el interesado debe presentar autorización a nivel nacional.</p> <p>Adicionalmente, se le indica, que derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>” en “<i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i>”, así como en atención a sus comentarios; se identificó necesario ajustar la propuesta normativa, por lo que esta se leerá de la siguiente manera:</p>

					<p><i>11.3.2.1 El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, solicitará al EOR la información contenida en la Base de Datos Regional, para realizar los estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los CCSD con la ampliación propuesta, dichos estudios se realizarán con los criterios que se establecen en el Capítulo 17 de este Libro. El estudio económico se realizará conforme los lineamientos detallados en el numeral 10.3.5.6 del presente Libro.</i></p>
2	<b>EOR</b>	Se recomienda la siguiente redacción para mejor comprensión.		<b>11.3.2.1</b> Un Iniciador de una Ampliación a Riesgo, que se conectará a la RTR, seguirá el proceso establecido en el capítulo 4 de este Libro.	Se le indica al participante, que no se acoge su propuesta de ajuste, toda vez que ya se encuentra recogido en el numeral 11.1.2 de la propuesta normativa.
<b>NUMERAL 11.3.2.2 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE



1	<b>CDMER</b>	El cambio es para uniformar la referencia del iniciador en el articulado. Como la ampliación aun es una propuesta, entonces solo se puede afirmar potestativamente su pertenencia a la RTR.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	Debe decir: 11.3.2.2 El Iniciador <del>interesado en construir</del> de una propuesta de una ampliación a riesgo podrá solicitar al EOR, la verificación que la ampliación <del>formará</del> puede formar parte de la RTR a partir de su operación comercial.	Se le indica al participante, que derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “ <i>Ampliación a Riesgo</i> ” en “ <i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i> ”, así como en atención a sus comentarios; se identificó necesario ajustar la normativa, por lo que esta se leerá de la siguiente manera:  <i>11.3.2.3 Dentro de los dos (2) meses de recibidos los estudios técnicos y económicos presentados por el interesado, el EOR remitirá a la CRIE, una evaluación a dicho estudio utilizando para tal efecto los mismos criterios usados en el SPGTR.</i>
2	<b>EOR</b>	Considerando que existe un interés de acceder a una remuneración regional de parte del iniciador, es necesario que la solicitud sea dirigida a la CRIE, tal como se realiza con las solicitudes de acceso a la RTR.		10.3.2.2 Un Iniciador de una Ampliación a riesgo interesado en solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial, se someterá a un proceso de Autorización de la Ampliación por parte de la CRIE, para lo cual realizará por su propia cuenta un estudio técnico que demuestre que la Ampliación de transmisión aumenta la capacidad operativa de transmisión regional. // Para realizar el estudio técnico referido, el iniciador solicitará al EOR la base de datos regional y	Se le indica al participante, que se acoge parcialmente lo planteado, en cuanto a que un interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional podrá realizar por su propia cuenta, los estudios técnicos y económicos necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial.

				los lineamientos técnicos para realizar dichos estudios.	
<b>NUMERAL 11.3.2.3 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	AGER	No resulta ético que el ente que es el responsable de autorizar los estudios eléctricos para una ampliación que formará parte de la RTR sea el mismo que elabore los estudios eléctricos, porque se pierde por completo la objetividad del estudio, dado que el mismo ente está siendo remunerado por el iniciador del estudio	Es notorio el conflicto de interés que se dará al ser el EOR el mismo ente que tiene que aprobar los estudios y el mismo realizarlos al ser solicitado por el iniciador	NO es recomendable que el EOR tenga la opción de ser un desarrollador de estudios eléctricos de ampliaciones, pues por su naturaleza, originará conflicto de intereses, dado que es el mismo el que aprueba los estudios.	Se le indica al participante, que tomando en consideración la especialidad técnica del EOR, en la elaboración de los estudios técnicos y económicos de la planificación regional, resulta conveniente dejar la posibilidad que el interesado pueda acudir al EOR para solicitar una oferta económica por la prestación de la elaboración de dichos estudios. No obstante, no debe perderse de vista que es una posibilidad, más no una imposición al interesado.

2	CDMER	<p>La redacción tenía muchos vacíos que han quedado cubiertos de la siguiente manera: a) Se clarifica que es una propuesta de ampliación, b) Se aclara que la ampliación propuesta podría formar parte de la RTR, c) Se puntualiza que hay que realizar estudios técnicos y económicos para determinar la factibilidad de la ampliación propuesta, d) se aclara que los estudios técnicos y económicos deben usar los criterios del SPGTR, d) Los resultados de los estudios deben incluir la determinación del aumento de la COIIM y la valorización del posible IARP. En este artículo no se menciona si la propuesta cuenta con la aprobación del Regulador Nacional.</p>	<p>Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos</p>	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>Una vez el EOR determiné que <del>una</del> la ampliación propuesta <del>formará</del> puede formar parte de la RTR, el Iniciador <del>interesado en construir una</del> de la propuesta de ampliación a riesgo, podrá realizar por su propia cuenta los estudios técnicos y económicos necesarios para <del>solicitar a la CRIE un</del> determinar su factibilidad que incluiría la determinación del aumento de la COIIM y del Ingreso Autorizado Regional parcial que podría solicitar a la CRIE, siempre y cuando utilice los criterios del SPGTR y que los resultados de los mismos sean revisados por el EOR. En caso de que el Iniciador desee que el EOR realice los estudios, solicitará una oferta al EOR.</p>	<p>Se le indica al participante, que derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “Ampliación a Riesgo” en “Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial”, así como en atención a comentarios de otros participantes, se identificó necesario eliminar el numeral observado.</p>
---	-------	--	---	--	--

3	<b>EOR</b>	El criterio para reconocer un IAR no debería de ser el simple hecho de que forme parte de la RTR, la justificación debe de ser que demuestre que la ampliación a Riesgo que propone el iniciador da un beneficio técnico a la RTR por medio del incremento de capacidad operativa de transmisión y además que produzca un incremento en el Beneficio Social.	Se propone eliminar este artículo. El contenido está incluido en la redacción de 11.3.2.2 que propone el EOR.	<del>11.3.2.3 Una vez el EOR determine que una ampliación formará parte de la RTR, el Iniciador interesado en construir una ampliación a riesgo, podrá realizar por su propia cuenta los estudios necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial, siempre y cuando los resultados de los mismos sean revisados por el EOR. En caso de que el Iniciador desee que el EOR realice los estudios, solicitará una oferta al EOR.</del>	Se le indica al participante, que derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “Ampliación a Riesgo” en “Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial”, se identificó necesario ajustar la normativa, por lo que se acoge su propuesta de ajuste y en ese sentido se elimina el numeral 11.3.2.3.
---	------------	--	---	---	---

**NUMERAL 11.3.2.4 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	CDMER	La redacción tenía muchos vacíos que han quedado cubiertos de la siguiente manera: a) Se establece que debe solicitarse como una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial, b) Se pide constancia de aprobación del regulador nacional correspondiente, c) Se solicita constancia de que la ampliación pertenecería a la RTR, y d) Se especifica mayor claridad en los estudios técnico – económicos requeridos	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>La <del>solicitud</del> propuesta para realizar la Ampliación a Riesgo como una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial será presentada a la CRIE. Para cada ampliación propuesta, el respectivo Iniciador deberá incluir junto con la solicitud, la siguiente información:</p> <p>a) Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;</p> <p>b) Constancia de que la Ampliación está incluida en el Plan de Transmisión Nacional de forma oficial o que el Regulador Nacional está en disposición de aprobar un Ingreso Autorizado Nacional Parcial</p> <p>a)c) Constancia del EOR de que la Ampliación pertenecería a la RTR si se ejecutara</p> <p>b)d) Memoria técnica de la ampliación, identificando claramente la ubicación de las instalaciones asociadas, que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión vigentes en cada país donde se</p>	<p>Se le indica al participante, lo siguiente:</p> <p>1. Derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “<i>Ampliación a Riesgo</i>” en “<i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i>”, así como en atención a sus comentarios; se identificó necesario ajustar la normativa.</p> <p>2. En cuanto al ajuste que establece la “<i>Constancia de que la Ampliación está incluida en el Plan de Transmisión Nacional</i>”, la regulación regional ya contempla, dentro de su procedimiento de acceso a la RTR, que previo a autorizar una conexión a nivel regional, el interesado debe presentar autorización a nivel nacional.</p> <p>En razón de lo anterior se ajusta la propuesta de norma, por lo que se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>11.3.2.2</b> <i>El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional podrá realizar por su propia cuenta, los estudios técnicos y económicos necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional</i></p>
---	-------	--	--	--	--

				<p>ubiquen las respectivas instalaciones;</p> <p>e) Estudios técnicos de factibilidad técnica y económica indicados en el numeral 11.3 .2.4 3 que antecede, aprobados o avalados por el EOR, indicando el aumento de la COIIM previsto y el Ingreso Autorizado Regional Parcial requerido;</p> <p>f) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio; y</p> <p>g) El costo estimado de la ampliación.</p>	<p><i>parcial, debiendo incluir junto con la solicitud, la siguiente información:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) <i>Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;</i></li> <li>b) <i>Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;</i></li> <li>c) <i>Cronograma de trabajo, indicando fecha de inicio y puesta en servicio;</i></li> <li>d) <i>El costo estimado de la ampliación;</i></li> <li>e) <i>Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para la ampliación;</i></li> <li>f) <i>Descripción del diseño general de la ampliación, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro; y</i></li> <li>g) <i>Estimaciones de los nuevos valores de COIIM, considerando la ampliación.</i></li> </ul> <p><i>En caso que el interesado desee que el EOR realice dichos estudios, podrá solicitar al EOR una oferta económica para la prestación de dicho servicio.</i></p>
--	--	--	--	--	--

2	EOR	Se propone incluir otros requerimientos de información importantes que permitan demostrar además un alto nivel de interés en ejecutar la ampliación que propone el iniciador.		<p>10.3.2.3 La solicitud de autorización de la Ampliación a Riesgo será presentada a la CRIE. Para cada Ampliación propuesta, el respectivo Iniciador deberá incluir junto con la solicitud, la siguiente información: // a) Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la Ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional. // b) Estudio técnico referido en el numeral 11.3.2.2 de este capítulo. <del>11.3.2.1</del> // c) Información del diseño del proyecto, // d) Información del cálculo del costo del proyecto, // e) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio; // f) Autorización, permiso o concesión correspondiente a las instalaciones que se pretende construir, conforme los requisitos que establece la regulación del país o países donde se construirá la Ampliación, o bien podrá presentar una constancia de que se encuentra gestionando las mismas, emitido por la autoridad que las otorga. // g) Los estudios técnicos y ambientales que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales y de</p>	<p>Se le indica al participante, lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “Ampliación a Riesgo” en “Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial”, así como en atención a sus comentarios; se identificó necesario ajustar la normativa.</li> <li>2. Respeto a “Autorización, permiso o concesión correspondiente a las instalaciones que se pretende construir”, la regulación regional ya contempla, dentro de su procedimiento de acceso a la RTR, que previo a autorizar una conexión a nivel regional, el interesado debe presentar autorización a nivel nacional.</li> <li>3. Lleva razón en cuanto a “incluir otros requerimientos de información importantes”.</li> </ol> <p>En virtud de lo anterior, se acoge parcialmente lo propuesto ajustándose la norma en lo que corresponde, la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><b>11.3.2.2</b> <i>El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la</i></p>
---	-----	---	--	---	--

				<p>diseño del país o países donde se construirá la Ampliación. // //</p> <p>10.3.2.4 La CRIE solicitará al EOR la evaluación del estudio técnico presentado por el iniciador, y en caso de validar que la Ampliación aumenta la capacidad operativa de transmisión regional, el EOR realizará los análisis económicos a fin de determinar si el valor presente neto del incremento del beneficio social atribuible a la Ampliación, descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero. El EOR presentará la evaluación del estudio técnico a la CRIE, para los tramites que correspondan.</p>	<p><i>Transmisión Regional podrá realizar por su propia cuenta, los estudios técnicos y económicos necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial, debiendo incluir junto con la solicitud, la siguiente información:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>a) Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;</i></li> <li><i>b) Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;</i></li> <li><i>c) Cronograma de trabajo, indicando fecha de inicio y puesta en servicio;</i></li> <li><i>d) El costo estimado de la ampliación;</i></li> <li><i>e) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para la ampliación;</i></li> <li><i>f) Descripción del diseño general de la ampliación, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro; y</i></li> <li><i>g) Estimaciones de los nuevos valores de COIM, considerando la ampliación.</i></li> </ul> <p><i>En caso que el interesado desee que el EOR realice dichos estudios, podrá</i></p>
--	--	--	--	---	---



					solicitar al EOR una oferta económica para la prestación de dicho servicio.
<b>NUMERAL 11.3.2.5 DEL LIBRO III DEL RMER</b>					
#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	CDMER	La redacción tenía muchos vacíos que han quedado cubiertos al mencionar la aprobación del regulador nacional, la futura pertenencia a la RTR, la factibilidad técnica y económica, y el incremento de la COIM.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	<u>Debe decir:</u>  Un Iniciador puede solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme <del>la metodología de cargos</del> al Régimen Tarifario de la RTR vigente, debiendo demostrar <del>con los estudios respectivos</del> que: a) la Ampliación está incluida en el Plan de Transmisión Nacional de forma oficial o que el Regulador Nacional está en disposición de aprobar un Ingreso Autorizado Nacional Parcial, b) la ampliación propuesta <del>formará parte de</del> pertenecería a la RTR si se ejecutara, c) es factible técnica y económicamente, y d) incrementará la capacidad	Respecto a indicar que el reconocimiento del IAR será conforme al “ <i>Régimen Tarifario de la RTR vigente</i> ”, se le indica al participante que se acoge el ajuste propuesto.  Por su parte, se le aclara al participante que la Regulación Regional ya contempla, dentro de su procedimiento de acceso a la RTR, que previo a autorizar una conexión a nivel regional, el interesado debe presentar autorización a nivel nacional.  En razón de lo anterior y derivado de la necesidad de integrar lo que originalmente se denominaba en la propuesta como “ <i>Ampliación a Riesgo</i> ” en “ <i>Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial</i> ”, así como en

				operativa de intercambio internacional mínima y la misma tendrá un Beneficio Social Regional positivo.	atención a sus comentarios; se ajusta la norma, para que se lea de la siguiente manera:  <i>11.3.2.4 Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.</i>
2	<b>EOR</b>	En la estructura que propone el EOR ya se plantea que el iniciador puede solicitar a la CRIE un IAR en el 11.3.2.2.		10.3.2.5 La CRIE informará al iniciador sobre el Ingreso Autorizado Regional que le podría corresponder conforme a la metodología de cargos vigente, cuando los estudios técnicos y económicos indiquen que se cumplen las siguientes dos condiciones: a) que la Ampliación aumenta la capacidad operativa de transmisión regional y b) que el valor presente neto del incremento del beneficio social atribuible a la Ampliación, descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero. // La ejecución de las Ampliaciones de transmisión a Riesgo propuestas por Iniciadores aprobadas por la CRIE, serán gestionadas conforme al numeral 11.4 de este Libro.	Se le indica al participante, que derivado de otros comentarios, se ajusta la norma la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>11.3.2.4 Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.</i>

3	EOR		<p>Es necesario que se definan acciones de gestión e impulso de las ampliaciones nacionales para alcanzar la COIIM por parte de la CRIE y CDMER, para cumplir con la misión establecida a los organismos del MER en el Artículo 18) del Tratado Marco, relacionada a hacer cumplir los fines del mismo Tratado indicadas en el Artículo 2, en cuanto a establecer condiciones para el crecimiento del MER, propiciar niveles de confiabilidad y seguridad en la red de transmisión, impulsar la infraestructura eléctrica que permita alcanzar los objetivos anteriores.</p>	<p><b>11.3.3 Gestión de las Ampliaciones de transmisión nacional</b> // Gestión de las Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM), identificadas en la Planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional de largo plazo. // a) La CRIE informará a cada regulador nacional las Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM determinadas según el procedimiento del numeral 10.6.5.2, de este Libro, y le solicitará responder sobre la inclusión en el plan de expansión de transmisión nacional en un plazo máximo de 45 días. // b) Las Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM que el regulador nacional confirme que se incluirán en el plan de expansión de transmisión nacional, serán incluidas por la CRIE en una lista de las Ampliaciones de transmisión a autorizar regionalmente, junto con las Ampliaciones planificadas que autorice la CRIE. // c) Ampliaciones de transmisión</p>	<p>Se aclara al participante que las ampliaciones de transmisión nacional necesarias para alcanzar y mantener la COIIM, son ampliaciones necesarias para suministrar la demanda nacional a través de las redes de transmisión nacional sin afectar de manera adversa la COIIM. En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 12 del Tratado Marco, se trata de redes de transmisión nacional cuyo desarrollo y remuneración son competencia de las autoridades nacionales correspondientes. En virtud de lo anterior, no se acoge la propuesta presentada.</p>
---	-----	--	--	---	---

				<p>nacional alternativas: // i. El regulador nacional, podrá proponer a la CRIE, Ampliaciones de transmisión alternativas para alcanzar o mantener la COIIM. En tal caso, el regulador nacional entregará los estudios técnicos que demuestran la efectividad de las Ampliaciones alternativas. // ii. La CRIE instruirá al EOR la evaluación de las Ampliaciones de transmisión alternativas propuestas por el regulador nacional. // iii. La CRIE con base en el dictamen técnico del EOR, responderá al regulador nacional sobre la aceptación o rechazo, de las Ampliaciones de transmisión alternativas propuestas. // iv. En caso de que las Ampliaciones de transmisión alternativas propuestas por el Regulador Nacional, no permita cumplir la COIIM, el Regulador Nacional podrá presentar a la CRIE una propuesta ajustada, que será gestionadas según los literales ii) y iii) anteriores. // v. La CRIE incluirá las Ampliaciones aprobadas por el Regulador Nacional, en la lista de Ampliaciones de transmisión a ser ejecutadas y lo informará al EOR. // d) La CRIE en coordinación con</p>	
--	--	--	--	--	--

				Regulador Nacional correspondiente, dará seguimiento a la gestión y ejecución de las Ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM.	
4	<b>AES - PANAMÁ</b>	Pregunta de terminología	de Clarificar si privados con permiso de agentes generadores y distribuidores podrán financiar proyectos de transmisión, y de ser así como se les reconocería su inversión en caso haya un beneficio social	Favor ampliar término "Ingreso Autorizado regional parcial para un iniciador"	En cuanto a <i>“si privados con permiso de agentes generadores y distribuidores podrán financiar proyectos de transmisión, y de ser así como se les reconocería su inversión en caso haya un beneficio social”</i> , se aclara al participante que conforme al artículo 13 del TM, las empresas de transmisión no podrán realizar las actividades de generación, distribución y comercialización. No obstante lo anterior, conforme lo establecido en el artículo 4 del mismo Tratado Marco, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de una o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad.  Asimismo, en el caso del reconocimiento de la inversión de las Ampliaciones de Transmisión Regional, ésta se registrará con lo que establezca al efecto la regulación

regional vigente. En razón de lo anterior, no se atiende lo planteado.

## CAPITULO 12

### NUMERAL 12.2.6 DEL LIBRO III DEL RMER

N O.	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>AGER</b>	El realizar pagos a los agentes transportistas con ampliaciones regionales de carácter de beneficio regional pone en riesgo la remuneración y por ende la recuperación de sus inversiones	De acuerdo al artículo 55 del Reglamento de la Ley de General de Electricidad se establece el cálculo del peaje a las instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica	Revisar el concepto de beneficio regional parcial, pues podría en todo caso afectar la remuneración de las ampliaciones solicitadas, dado que genera un conflicto con los mecanismos de remuneración local que afectará al interesado en la recuperación de su inversión total, pues estaría dependiente de pagos parciales tanto regional como nacional.	Derivado de otros comentarios, se eliminará el presente numeral de la propuesta normativa sometida a la Consulta Pública CP-02-2022.  En virtud de lo anterior, no se atiende lo planteado por el participante.
2	<b>EOR</b>		No procede, el capítulo 12, del Libro III, por regulación está suspendido		Se atiende el comentario y se elimina de la propuesta normativa de la Consulta Pública CP-02-2022.

## CAPITULO 16

### NUMERAL 16.1.2 DEL LIBRO III DEL RMER

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	<b>CDMER</b>	Mejora de la redacción para mayor claridad. La Planificación es indicativa y no el Informe.	Facultad de regular la transmisión regional: Artículo 23, literal e), del Tratado Marco y sus Protocolos	<p><u>Debe decir:</u></p> <p>b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos con los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación Regional Planificada. La recomendación de su adecuación debe estar incluida en el Informe de Planificación Indicativa de la</p>	<p>Se le indica al participante, que derivado de otros comentarios, no se acoge el ajuste propuesto. No obstante, se ajusta la norma la cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos en los respectivos estudios técnicos;</i></p>

				Expansión <del>Indicativo</del> de la Transmisión Regional de Largo Plazo que el EOR realiza como parte del proceso de planificación indicado en el Capítulo 10 del presente Libro;	
2	<b>EOR</b>	Lo que se está proponiendo está fuera del contexto de los estudios de la planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional. El 16.1.2 se refiere a los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, no a las ampliaciones que se recomienden en la planificación indicativa. // Los estudios de cortocircuito son estudios que se enmarcan en la coordinación de protecciones con base a las condiciones existentes y obras en proceso de conexión a la red. // Por otra parte, los estudios de la planificación de la		b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos en el contexto de las solicitudes de acceso a la red de transmisión conforme al Capítulo 4 o el Numeral 16.1.3 de este Libro. <del>en los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación Regional Planificada. La recomendación de su adecuación debe estar incluida en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo de la Transmisión Regional de Largo Plazo Diagnostico de Mediano Plazo que el EOR realiza como parte del proceso de planificación indicado</del>	Se le indica al participante, que se acoge parcialmente la propuesta de ajuste, en el sentido de que este aspecto se evalúa en los estudios técnicos correspondientes. En razón de lo anterior, se ajusta la norma, la cual se leerá de la siguiente manera:  <i>b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos en los respectivos estudios técnicos;</i>



		<p>expansión indicativa regional están enfocados en determinar la expansión de la red que permita mantener la COIIM o incrementarla. Estos análisis razonablemente no incluyen estudios de Cortocircuito, porque sería establecer conclusiones y recomendaciones de equipos sobre supuestos de una red que seguramente no toda será autorizada o aprobada, por lo tanto, es razonable porque no forma parte de los alcances y objetivos de estos estudios. // Tampoco tiene lógica que ante una situación en la que se visualice los niveles de cortocircuito sobrepasa las capacidades nominales de equipos, sea sujeto a una evaluación de conveniencia según método de las</p>		<p>en el Capítulo 10-13 del presente Libro;</p>	
--	--	---	--	---	--

		<p>ampliaciones planificadas a como se propone. Cuando un agente solicita conexión a la red de transmisión, y sus instalaciones provocarán niveles de cortocircuito que pueden afectar los equipos de otros agentes, imperativamente el agente que desea conectarse a la red deberá correr con el costo de sustitución de los equipos que pudieran verse afectados.</p>			
--	--	---	--	--	--

**ANEXO M**

**ANEXO M1 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
---	--------------	------------------	--------------------	--	---------------

1	<b>EOR</b>	Para mejor comprensión conforme a la teórica económica.		El EC es la diferencia económica existente entre el precio máximo que un consumidor está dispuesto a pagar por una determinada cantidad de energía y lo que en realidad paga, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda, que determina el precio marginal de mercado.	Se le indica al participante que en los modelos de planificación se utilizan los costos marginales los cuales se usan para representar los precios de compra y oferta de energía; por lo tanto, no se considera pertinente acoger el ajuste propuesto por el participante.
2	<b>EOR</b>	Para mejor comprensión conforme a la teórica económica.		En forma teórica se calcula como la suma de las predisposiciones a pagar de los consumidores por las respectivas cantidades que se demandarían a los correspondientes precios, menos el costo de compra, calculado como el precio marginal de mercado <del>precio</del> <del>vigente</del> multiplicado por las cantidades demandadas.	Se le indica al participante que en los modelos de planificación se utilizan los costos marginales los cuales se usan para representar los precios de compra y oferta de energía; por lo tanto, no se considera pertinente acoger el ajuste propuesto por el participante.
3	<b>EOR</b>	Se considera que la metodología para determinar el excedente de la demanda inelástica, con base en el Costo de la Energía No Suministrada (CENS), tiene como consecuencia una alta valoración de dicho excedente, lo que puede incidir en que las ampliaciones de transmisión resultantes de la planificación		Respecto al cálculo del excedente de los consumidores, además de la demanda elástica se recomienda considerar solamente una porción de demanda inelástica, esa porción y su valorización sea determinada por la CRIE, ya sea a partir del costo de la energía no suministrada u otro método de valoración de dicho excedente.	Considerando que la componente de la demanda inelástica corresponde a la demanda que debe ser necesariamente atendida, su interrupción está solamente asociada a la incapacidad física de atenderla; en razón de lo anterior, no es pertinente la propuesta realizada por el solicitante en cuanto a que solamente se considere una porción de la misma. En razón de lo anterior, no se acoge el comentario del participante.

		regional se terminen justificando económicamente solamente para beneficiar a estas demandas.			
--	--	--	--	--	--

**ANEXO M5 DEL LIBRO III DEL RMER**

#	PARTICIPANTE	RAZONES DE HECHO	RAZONES DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	UT	Consistencia en la redacción y la imagen de apoyo.	N/A	Se sugiere retirar de la redacción "ABC" porque se identifica claramente en la imagen el área a la que hace referencia el texto, y en dicha imagen no se ubican los puntos ABC.	Se le indica al participante, que se acoge el ajuste realizado a la propuesta normativa sometida a la CP, la cual se leerá de la siguiente manera:  (...) <i>Esta diferencia entre la disposición a pagar y el precio pagado para todas las unidades consumidas de energía eléctrica, es el llamado excedente del consumidor para la característica elástica. Gráficamente es el área formada por el triángulo P<sub>máx</sub>, Pe, Qe que se puede observar en la siguiente figura.</i>

Derivado del análisis realizado a las observaciones y comentarios recibidos en el período establecido para el proceso de Consulta Pública número CP-02-2022: “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”, se realizaron ajustes a la norma propuesta, procurando que la misma sea más clara, concisa y mejor estructurada.

En lo que respecta a los ajustes realizados, se tiene que los de forma a la propuesta normativa publicada fueron realizados para separar y ordenar los conceptos y procedimientos, con el fin de mejorar la estructura de la misma. Asimismo, en cuanto a los de fondo resulta importante resaltar, entre otros, los siguientes:

- 1) En el diagnóstico de mediano plazo, se eliminó entre sus alcances, la identificación de ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, debido a que el horizonte de tiempo del estudio de diagnóstico de mediano plazo es muy corto, por lo que se consideró necesario que la identificación de dichas ampliaciones se realice en la planificación de la transmisión regional de largo plazo.
- 2) Se identificó que no existía una definición de COIIM, por lo que se adicionó al Glosario dicha definición, misma que es acorde con la conceptualización desarrollada en la propuesta normativa, la cual consiste en determinar y verificar que se alcance, mantenga y supere la referida capacidad, lo cual puede dar como resultado varios valores de referencia entre pares de países adyacentes y no solo un valor de referencia en MW para toda la región.
- 3) Se identificó que las Ampliaciones a Riesgo propuesta por un interesado contenida en la CP-02-2022, producirían un beneficio regional parcial, al formar parte de la RTR (lo que posibilita las transferencias y transacciones en el MER), del mismo modo que las denominadas “*Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial*” que resultan del Plan, por lo que se incorpora en esta clasificación ambos tipos de ampliaciones denominándose “*Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional*” y las “*Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial no identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional*”.

En razón de lo anterior, las mejoras a la propuesta normativa sometida a la consulta pública no cambiaron la naturaleza, el objetivo y la esencia de dicha propuesta, apegándose a lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos.

En virtud de lo expuesto, se considera pertinente que la Junta de Comisionados de la CRIE valore la aprobación de la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE LA PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”, misma que se anexa al presente informe.

## V. CONCLUSIONES

1. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 02-2022, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

No	ENTIDAD	FECHA DE RECEPCIÓN
1	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) División Transmisión, Gerencia de Electricidad	23-05-2022
2	Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	12-07-2022
3	Industria Energética Asociada (IEA)	13-07-2022
4	Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), Dirección de Planificación y Sostenibilidad	15-07-2022
5	Empresa Propietaria de la Red S.A.(EPR)	15-07-2022
6	Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT)	15-07-2022
7	Jaguar Energy Guatemala, LLC	15-07-2022
8	Asociación de Generadores con Energía Renovable (AGER)	16-07-2022
9	Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala (ACI)	18-07-2022
10	Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) y Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica (ECOE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	18-07-2022
11	Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ASCEE)	18-07-2022
12	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER)	18-07-2022
13	Ente Operador Regional (EOR)	18-07-2022
14	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE)	18-07-2022
15	Hidroeléctrica Secacao, S.A.	18-07-2022
16	Hidroeléctrica Choloma, S.A.	18-07-2022
17	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	18-07-2022
18	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	18-07-2022
19	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)	18-07-2022
20	AES Panamá S.R.L.	18-07-2022
21	Comercia Internacional El Salvador S.A. de C.V.	18-07-2022
22	Ministerio de Energía y Minas	18-07-2022

2. Las observaciones de las entidades Hidro Xacbal, S.A., Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima, ENEL Fortuna, S.A. y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se presentaron de forma extemporánea, por lo cual no corresponde su atención. Por su parte,

las observaciones remitidas por el Centro Nacional de Despacho (CND) de Honduras y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de Nicaragua, se deben tener por no presentadas, toda vez que omitieron evacuar la prevención realizada por la CRIE.

3. Luego de realizado el análisis de las observaciones y propuestas presentadas dentro de la Consulta Pública 02-2022, se considera apropiado acoger parte de ellas y en consecuencia ajustar en lo pertinente la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*.

---

## VI. RECOMENDACIONES

1. Someter para valoración de la Junta de Comisionados, la aprobación de la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”*, según el detalle que se anexa al presente informe.
2. Establecer como disposición transitoria, a efectos de garantizar la debida aplicación de la modificación planteada en el punto anterior, que por una única vez, en el primer ejercicio de planificación de la generación y la transmisión regional, el Ente Operador Regional (EOR) utilice las premisas técnicas mínimas que formalice y publique.
3. Establecer que los cargos por el uso y disponibilidad de las ampliaciones de transmisión regional, se fijarán y aplicarán con base en los beneficios sociales, beneficios que se identificarán de conformidad con el apartado 10.3.5 de la modificación normativa anexa al presente informe.
4. Declarar extemporáneas las observaciones presentadas por las entidades Hidro Xacbal, S.A., Distribuidora de Electricidad del Norte, Sociedad Anónima, Distribuidora de Electricidad del Sur, Sociedad Anónima, ENEL Fortuna, S.A. y la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) por lo cual no corresponde su atención.
5. Tener por no presentadas las observaciones remitidas por el Centro Nacional de Despacho (CND) de Honduras y el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) de Nicaragua, toda vez que estas no subsanaron las prevenciones realizadas por esta Comisión.

---

## VII. ANEXO

### PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL

1. Modificar la definición del *Agente Transmisor*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

#### **Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional**

Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

2. Modificar la denominación de *Ampliación*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Ampliación a la Línea SIEPAC*.
3. Modificar la denominación de *Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Límite térmico continuo*.
4. Modificar la denominación de *Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Límite térmico de emergencia*.
5. Modificar la denominación y la definición de *Conexión* por *Conexión a la Línea SIEPAC* en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

#### **Conexión a la Línea SIEPAC**

Vinculación eléctrica de las instalaciones de un agente a la Línea SIEPAC, comprende el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares o cualquier otro elemento para dicha conexión.

6. Derogar la definición de *Excedente del consumidor*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER.
7. Modificar la denominación y la definición de *Iniciador (de una Ampliación a Riesgo)* por *Iniciador* en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

#### **Iniciador**

Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para desarrollar una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial.



8. Modificar la denominación y la definición del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional por Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

Es el conjunto de procedimientos, metodologías y recursos, que conducen a la identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.

9. Adicionar la definición de **Ampliación de Transmisión Regional**, a la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Ampliación de Transmisión Regional**

Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para superar la COIIM, tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional identificadas por el sistema de planificación nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.

10. Adicionar la definición de **Escenario de Autosuficiencia**, a la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Escenario de Autosuficiencia**

Es un escenario de generación donde se satisface la demanda nacional con la generación nacional en cada país, sin intercambios de energía o potencia entre países.

11. Adicionar la definición de **Planta de generación eléctrica de carácter regional**, a la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Planta de generación eléctrica de carácter regional**

Es aquella instalación de generación de electricidad, ubicada en un país miembro que mantenga comprometida su generación total o parcial, a través de contratos con uno o varios agentes del mercado, localizándose esta en un país diferente a donde se encuentra el comprador o compradores. Lo anterior, sin menoscabo de que el generador pueda tener contratos a nivel nacional.

12. Modificar el RMER, con el objeto de que en donde se indican los términos “*Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional*”, “*Sistema de Planeación de la Transmisión Regional*” o “*Sistema de Planeamiento en la Transmisión Regional SPTR*”, se sustituyan dichos términos por: “*Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional*”.

13. Adicionar el acrónimo “COIIM”, a la sección de “Nomenclatura” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**COIIM: Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima**

14. Modificar el acrónimo “*SPTR*” establecido en la sección de “*Nomenclatura*” del “*Glosario*” del Libro I del RMER por “*SPGTR: Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional*”.
15. Adicionar la definición de **Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima**, a la sección de “*Definiciones*” del “*Glosario*” del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima**

Es la mínima potencia en MW que debe estar disponible entre pares de países adyacentes del MER para uso de las transacciones regionales, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, la cual puede ser actualizada por la CRIE mediante resolución, siempre que el desarrollo de las Ampliaciones de Transmisión Regional autorizadas y demás condiciones operativas así lo permitan.

16. Modificar el RMER, con el objeto que en donde se indica el acrónimo “*SPTR*” se sustituya por el acrónimo “*SPGTR*”.
17. Modificar los literales d), e) y f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER, para que se lean de la siguiente forma:
  - d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas;
  - e) Autorizar las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;
  - f) --

18. Modificar el numeral 2.1.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**2.1.1** El EOR será el responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR. Con tal propósito, realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR.

19. Modificar el numeral 2.1.2 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**2.1.2** La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las Ampliaciones Regionales Planificadas incluyendo las instalaciones de la Línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral.

20. Modificar el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales, de las Ampliaciones Regionales Planificadas, incluyendo la Línea SIEPAC;

**21.** Modificar el numeral 2.2.4 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

**2.2.4** Las Ampliaciones Regionales Planificadas y las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán parte de la RTR por lo menos desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.

**22.** Modificar el Capítulo 10 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

## **10. Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR)**

### **10.1 Generalidades**

**10.1.1** Objetivos generales. Los objetivos del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son:

- a) Desarrollar la planificación de la generación regional.
- b) Desarrollar la planificación de la transmisión regional.
- c) Evaluar las propuestas de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial propuestas por Iniciadores; y
- d) Evaluar las solicitudes de Ingreso Autorizado Regional parcial, relacionadas a las propuestas de ampliaciones que no hayan sido identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.

**10.1.2** Los estudios de la planificación de la transmisión regional, deberán procurar que en todo momento se mantenga la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima.

**10.1.3** Como parte del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar lo siguiente:

- a) Reporte de conformación de la Base de Datos Regional para el proceso de la planificación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;
- b) Reporte del Diagnóstico de Mediano Plazo, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional;
- c) Reporte de la planificación de la generación regional, el cual se deberá remitir a la CRIE a más tardar el último día hábil del mes de julio del año que corresponde elaborar los estudios de planificación; y
- d) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE.

**10.1.4** El EOR elaborará, cada dos años, el informe del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el cual deberá contener el diagnóstico de mediano plazo, la planificación de la generación regional y la planificación de la transmisión regional; asimismo, deberá publicarlo en su sitio web a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional. La CRIE podrá prorrogar a solicitud del EOR, por una única vez y por causas debidamente justificadas, la fecha de publicación, por un plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

**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. Si para el último día hábil de noviembre del año indicado, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, debiendo formalizar y publicar la política de integración eléctrica regional o las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero del año que corresponde elaborar los estudios de planificación regional.

**10.1.6** El EOR deberá mantener actualizados los modelos indicados en el Anexo G de este Libro, ampliando su funcionalidad e incorporando mejoras al mismo, en atención a las necesidades del MER y los cambios tecnológicos.

## **10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo**

**10.2.1 Objetivo.** El Diagnóstico de Mediano Plazo es el estudio que evalúa el estado operativo del SER con un horizonte de tres (3) años contados a partir del año siguiente en que se inicia el mismo, debiendo el EOR, junto con los OS/OMS, revisar los resultados de dicho diagnóstico, con las entidades nacionales correspondientes.

### **10.2.2 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo**

**10.2.2.1** Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, son los siguientes:

- a) Identificar los incumplimientos a los CCSD en el SER sin transferencias de potencia entre pares de países adyacentes;
- b) Determinar la Capacidad Operativa de Transmisión para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de generación y demanda nacional, que cumplan con los CCSD; y
- c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.

### **10.2.3 Lineamientos del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo**

**10.2.3.1** Con base en los escenarios previsibles de generación y demanda del SER, el EOR deberá cumplir los siguientes lineamientos:

- a) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples;
- b) Estimar la Capacidad Operativa de Transmisión, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, de estación seca y húmeda, sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas en el literal a) anterior, salvo aquellas que aumenten al incrementar las transferencias; y
- c) Identificar las restricciones para alcanzar y mantener la COIIM.

### **10.3 Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo**

**10.3.1 Objetivo.** La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR e incluir como un dato externo los planes de expansión nacionales, que el EOR solicite a los OS/OMS. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirlo de manera directa a las entidades nacionales correspondientes.

#### **10.3.2 Alcance de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo**

**10.3.2.1** El alcance de la planificación de la generación regional de largo plazo, es desarrollar estrategias de expansión de la generación regional.

**10.3.2.2** El alcance de la planificación de la transmisión regional de largo plazo es identificar, lo siguiente:

- a) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM, mismas que no son vinculantes para los países miembros conforme lo establecido en el literal e) del artículo 28 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, estimando su costo de ejecución;
- b) Ampliaciones de Transmisión Regional, que:
  - i. Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente cumplan con lo establecido en el numeral 10.3.5.7;
  - ii. Cumplan con los CCSD a nivel regional;
  - iii. Signifiquen un incremento de la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima, fijada por la CRIE.

#### **10.3.3 Lineamientos para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.**

**10.3.3.1** Para la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, partiendo de un Escenario de Autosuficiencia de los Países Miembros u otros derivados de la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o en su defecto de las premisas técnicas mínimas elaboradas por el EOR.

**10.3.3.2** El EOR en el desarrollo de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:

- a) Considerar los resultados de la planificación de la generación regional;
- b) Evitar en la Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, seleccionar como Ampliaciones Regionales Planificadas a aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionarán como Ampliaciones Regionales Planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;
- c) Considerar en el estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo, lo siguiente: i) el sistema de transmisión nacional y el sistema de transmisión regional existente; ii) el estudio de diagnóstico de mediano plazo iii) los planes de expansión de la generación y la transmisión nacionales vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes; iv) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OMS de cada país sobre futuras expansiones; v) las ampliaciones de transmisión nacionales y regionales autorizadas; y vi) las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.
- d) Las ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional, comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/AC, equipamiento de electrónica de potencia y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, entre otros equipos de potencia, que permitan las transacciones regionales de energía.
- e) Identificar los grupos de Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIM y que muestren interdependencia funcional y operativa.

#### **10.3.4 Principales conceptos a considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

**10.3.4.1** Los principales conceptos que el EOR deberá considerar en la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, son los siguientes:

- a) El excedente del consumidor que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.

- b) El excedente del productor que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.
- c) El Beneficio Social que se calculará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.
- d) El Costo de Energía No Suministrada, que se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L de este Libro.
- e) El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento, la cual se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J de este Libro.

### **10.3.5 Procedimiento para la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional**

**10.3.5.1** El proceso que seguirá el EOR para la planificación regional de largo plazo, contempla las siguientes etapas:

- a) Conformación de la Base de Datos Regional;
- b) Diagnóstico de Mediano Plazo;
- c) Planificación de la generación regional; y
- d) Planificación de la transmisión regional.

**10.3.5.2** El EOR solicitará a los OS/OMS, la información de cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo. En el caso que los OS/OMS no remitan lo solicitado, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes; dicha información deberá incluir como mínimo, lo siguiente:

- a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto, en caso de que esté disponible;
- b) Descripción del proyecto;
- c) Información para la Base de Datos Regional, que permita modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;
- d) Los estudios de impacto ambiental de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles;
- e) Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, incluyendo en caso de que esté disponible, el detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y
- f) Avance del financiamiento o ejecución del proyecto, en caso de que esté disponible.

**10.3.5.3** El EOR conformará la Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, de conformidad con lo establecido -en el apartado 5.1 de este Libro. Esta Base de Datos incluirá los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional vigentes y aprobados por las entidades nacionales correspondientes. En el caso que los OS/OMS no remitan la información necesaria para la conformación de la referida Base de Datos, el EOR deberá requerirla de manera directa a las entidades nacionales correspondientes, estimando los datos faltantes e informándolo al respectivo OS/OMS.

La Base de Datos para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, deberá estar conformada por el EOR, antes del último día hábil de febrero del año de elaboración de los estudios, plazo que podrá extenderse, a consideración del EOR, por quince (15) días hábiles adicionales. Esta Base de Datos deberá ser considerada como definitiva, para realizar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional correspondiente.

**10.3.5.4** El EOR realizará la Planificación de la Generación Regional para un horizonte de quince (15) años, contados a partir del año siguiente en que se inicia el estudio, tomando en consideración:

- a) Etapas del horizonte de estudio:
  - i. etapa no optimizable: corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio, en el cual se consideran únicamente los proyectos de generación decididos (proyectos en construcción o proyectos con financiamiento aprobado); y
  - ii. etapa optimizable: corresponde a los diez (10) años posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda, se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional u otros proyectos que consideren las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y enlaces extraregionales.
  
- b) Escenarios de expansión de la generación:

Los escenarios deberán ser representativos y considerarán, al menos:

  - i. un escenario base;
  - ii. un escenario que tome en cuenta el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y/o tendencias del desarrollo de la generación; y
  - iii. un escenario que tome en cuenta futuras interconexiones y/o la evolución del MER.

Para los escenarios de los romanos ii. y iii. de este literal, se podrá considerar la Política de Integración Eléctrica Regional que emita el CDMER o las premisas técnicas mínimas que emita el EOR.

- c) El escenario base será el Escenario de Autosuficiencia y se conformará según lo siguiente:
  - i. la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica de cada país;
  - ii. los proyectos de generación nacional considerados para la etapa no optimizable; y



- iii. los proyectos de generación contenidos en los planes de expansión nacionales vigentes.
- d) La optimización de la expansión de la generación, se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.
- e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: el escenario de expansión de la generación se determinará, partiendo de los escenarios detallados en el literal b) del presente numeral y considerando opciones para alcanzar, mantener y superar la COIIM. Este escenario deberá minimizar el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios de expansión de la generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, tales como: la proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no de la ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes.
- f) El EOR junto con los OS/OMS y las entidades nacionales correspondientes, revisará los resultados de la planificación de la generación regional.
- g) El EOR seleccionará el escenario de expansión de la generación que será utilizado para la planificación de la transmisión regional, el cual deberá incluir las fechas decididas y estimadas, según corresponda, de entrada en operación de los proyectos de generación.

**10.3.5.5** El EOR realizará la Planificación de la Transmisión Regional, conforme a lo siguiente:

a) Etapas de la planificación:

Se desarrollará para los primeros diez años del horizonte de planificación de la siguiente manera:

- i. etapa 1: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos; y
- ii. etapa 2: identificación de las Ampliaciones de Transmisión Regional para superar la COIIM, mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios técnicos.

b) Estudios de la expansión de la transmisión regional:

Los estudios a desarrollar en las etapas de la planificación emplearán el SPGTR, simulando la operación del MER en el escenario de expansión de la generación seleccionado, con el objeto de determinar ampliaciones o grupos de ampliaciones de transmisión regional, utilizando donde corresponda lo siguiente:

- i. Estudios técnicos: se identificarán Ampliaciones de Transmisión Regional que permitan cumplir con los CCSD. Los estudios técnicos deben considerar los escenarios de demanda y generación de estación seca y húmeda, intercambios de

potencia (importación, exportación y porteo) en dirección norte-sur y sur-norte, condiciones de demanda máxima, media y mínima; los cuales permitirán:

- (1) analizar el funcionamiento en estado estable del SER en condición N y N-1, así como determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la Capacidad Operativa de Transmisión, para cumplir con los CCSD; y
- (2) analizar cuando corresponda, el estado dinámico del SER en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante contingencias N-1.

- ii. Estudio de expansión óptima: se identificarán las Ampliaciones de Transmisión Regional que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las Ampliaciones de Transmisión Regional que minimicen los costos de inversión y operación.
- iii. una vez identificadas las ampliaciones de transmisión de las etapas 1 y 2, el EOR estimará los nuevos valores de COIIM.

**10.3.5.6** Evaluación económica: Para la evaluación económica de las Ampliaciones de Transmisión Regional, se utilizará el SPGTR conforme los siguientes lineamientos:

- a) Determinar el Valor Presente Neto de las Ampliaciones de Transmisión Regional como la diferencia del Valor Presente Neto (VPN) del Beneficio Social con ampliaciones, menos el VPN del Beneficio Social sin ampliaciones, este cálculo deberá realizarse por país y por cada Ampliación de Transmisión Regional, según corresponda;
- b) Determinar el Beneficio Social Neto que se calculará como el Valor Presente Neto atribuible a la Ampliación de Transmisión Regional que se evalúa, menos el Valor Presente Neto de las inversiones y los costos de operación y mantenimiento de dicha ampliación;
- c) Determinar la Tasa Interna de Retorno la cual se estimará como el rendimiento de la inversión de una Ampliación de Transmisión Regional, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja con el objetivo de encontrar un beneficio social neto igual a cero;
- d) Las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas, serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:
  - i. que el Valor Presente Neto sea mayor que cero;
  - ii. que el Beneficio Social Neto sea mayor que cero; y
  - iii. que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. En caso que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores del Valor Presente Neto y Beneficio Social Neto.

**10.3.5.7** El EOR para clasificar las Ampliaciones de Transmisión Regional deberá realizar lo siguiente:

- a) Elaborar una lista en la que se incluyan las Ampliaciones de Transmisión Regional seleccionadas en el literal d) del numeral 10.3.5.6 del presente Libro y que entren en servicio a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación de la transmisión regional. Dentro de esta lista, se identificará lo siguiente:
  - i. Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, serán aquellas Ampliaciones de Transmisión Regional, para las cuales los beneficios sociales están principalmente concentrados en un único país, usando como criterio una concentración de al menos 80% del valor presente neto total;
  - ii. Ampliaciones Regionales Planificadas, serán aquellas que no fueron seleccionadas en el romano i. de este literal.
- b) Determinar la concentración por país del Valor Presente Neto, para los países que resultaron con Beneficio Social Neto positivo y se calculará como el cociente que resulta de dividir el Beneficio Social Neto del país correspondiente, entre la suma de los Beneficios Sociales Netos de los países con Beneficio Social Neto positivo.

**10.3.5.8** El EOR incluirá en el Informe de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, al menos la siguiente información:

- a) Lista de Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM y sus costos estimados;
- b) Recomendaciones de Ampliaciones Regionales Planificadas;
- c) Lista de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;
- d) Cronograma estimado de gestión y ejecución de las ampliaciones de transmisión identificadas en los literales a), b) y c) anteriores; indicando fechas previstas de puesta en servicio;
- e) Costo estimado de cada Ampliación de Transmisión Regional;
- f) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para cada Ampliación de Transmisión Regional;
- g) Estimaciones de los nuevos valores de COIIM, considerando las Ampliaciones de Transmisión Regional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM;
- h) Estimación del incremento en los cargos de transmisión por cada Ampliación de Transmisión Regional; e
- i) Descripción del diseño general de cada ampliación de transmisión identificada en los literales a), b) y c) del presente numeral, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.

**23.** Modificar los apartados 11.1, 11.2 y 11.3 del Libro III del RMER, para que se lean de la siguiente forma:

### **11. Ampliaciones de transmisión**

## **11.1 Generalidades**

**11.1.1** Las ampliaciones de transmisión identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, se clasifican en los siguientes tipos:

- a) Ampliaciones Regionales Planificadas;
- b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial; y
- c) Ampliaciones de Transmisión Nacional para Alcanzar y Mantener la COIIM.

**11.1.2** La solicitud de conexión a la RTR de las ampliaciones de transmisión indicadas en el numeral 11.1.1, deberán seguir el procedimiento de acceso a la RTR del capítulo 4 de este Libro; en estos casos, el interesado, deberá elevar a la CRIE la solicitud para realizar la conexión de la ampliación.

**11.1.3** Las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.

## **11.2 Ampliaciones Regionales Planificadas**

**11.2.1** El Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional formalizado y publicado por el EOR, deberá ser considerado por la CRIE para tomar aquellas decisiones que promuevan el desarrollo y consolidación del mercado, las cuales podrán ser entre otras, la evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas, considerando:

- a) Consultar o requerir análisis complementarios al EOR;
- b) Someter a consulta pública; y
- c) Consultar a los reguladores nacionales y/o entidades nacionales de planificación.

Para la evaluación de las propuestas de ampliaciones regionales planificadas, la CRIE contará con un plazo máximo de doce (12) meses.

**11.2.2** La CRIE podrá autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas con base a la evaluación de las propuestas de ampliaciones según lo establecido en el numeral 11.2.1.

La ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Planificadas será gestionada conforme al numeral 11.4 de este Libro.

## **11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial**

### **11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión 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.

**11.3.1.2** Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.

### **11.3.2 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial no identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional**

**11.3.2.1** El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional, solicitará al EOR la información contenida en la Base de Datos Regional, para realizar los estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los CCSD con la ampliación propuesta, dichos estudios se realizarán con los criterios que se establecen en el Capítulo 17 de este Libro. El estudio económico se realizará conforme los lineamientos detallados en el numeral 10.3.5.6 del presente Libro.

**11.3.2.2** El interesado en desarrollar una ampliación de transmisión no identificada en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional podrá realizar por su propia cuenta, los estudios técnicos y económicos necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial, debiendo incluir junto con la solicitud, la siguiente información:

- a) Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;
- b) Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;
- c) Cronograma de trabajo, indicando fecha de inicio y puesta en servicio;
- d) El costo estimado de la ampliación;
- e) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para la ampliación;
- f) Descripción del diseño general de la ampliación, considerando las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro; y
- g) Estimaciones de los nuevos valores de COIIM, considerando la ampliación.

En caso que el interesado desee que el EOR realice dichos estudios, podrá solicitar al EOR una oferta económica para la prestación de dicho servicio.

**11.3.2.3** Dentro de los dos (2) meses de recibidos los estudios técnicos y económicos presentados por el interesado, el EOR remitirá a la CRIE, una evaluación a dicho estudio utilizando para tal efecto los mismos criterios usados en el SPGTR.

**11.3.2.4** Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme al Régimen Tarifario de la RTR vigente.

**24.** Modificar el literal b) del numeral 16.1.2 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos en los respectivos estudios técnicos;

**25.** Modificar el numeral 17.7.3 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

Los Iniciadores interesados en construir las Ampliaciones Regionales Planificadas y Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial autorizadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 de este Libro, 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. Si la ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional, para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Iniciador, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

**26.** Modificar el literal b) del numeral 18.1.1 del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

b) Estudios para elaborar el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que realiza el EOR;

**27.** Modificar el Anexo M del Libro III del RMER, para que dónde se lea SPTR, se sustituya por SPGTR.

**28.** Modificar el “*GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS*” del Anexo M del Libro III del RMER, a efecto de eliminar los siguientes términos: CRIE, EOR, kWh, MER, MWh, OS/OM, RMER, SPTR, USD.

**29.** Modificar el numeral M.1 del Anexo M del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

## **M.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR**

En el presente apartado, se desarrolla la metodología para el cálculo del excedente del consumidor (EC) sobre la base que la demanda se compone de una característica inelástica y una característica de elasticidad precio por categoría tarifaria para cada país.

Siendo la función objetivo en el SPGTR la maximización del Beneficio Social, es decir, la maximización del EC más el excedente del productor, la presente metodología desarrolla el cálculo de la función de demanda para el cálculo del EC y su inclusión en el módulo correspondiente del SPGTR.

### Excedente del consumidor para la característica elástica

El EC es la diferencia económica existente entre el precio máximo que un consumidor está dispuesto a pagar por una determinada cantidad de energía y lo que en realidad paga, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

En forma teórica se calcula como la suma de las predisposiciones a pagar de los consumidores por las respectivas cantidades que se demandarían a los correspondientes precios, menos el costo de compra, calculado como el precio vigente multiplicado por las cantidades demandadas.

Debido a la dificultad de observar y medir las predisposiciones a pagar, se simplifica el cálculo mediante la estimación de una función de demanda en función del precio, a partir de las elasticidades precio-demanda por tipo de usuario.

### Excedente del consumidor para la característica inelástica

El EC es la diferencia económica entre el Costo de la Energía No Suministrada y lo que en realidad paga la demanda, determinado por el punto de equilibrio entre la oferta y la demanda.

Se debe de calcular como la suma de los escalones de Energía No Suministrada por las respectivas cantidades de energía asociada a cada escalón, menos el costo de compra, calculado como el precio vigente multiplicado por las cantidades demandadas en la característica inelástica de la demanda.

El procedimiento que seguirá el EOR para el cálculo del EC, constará de las siguientes etapas:

- 1) Procedimiento de Cálculo de la elasticidad demanda-precio.
- 2) Determinación de las curvas de demandas por país.
- 3) Equivalencia entre la curva de demanda individual y la demanda total del mercado en función del precio de mercado.
- 4) Modelación del escalonamiento de la demanda elástica.
- 5) Cálculo del excedente del consumidor.
- 6) Aplicación de la metodología.

**30.** Modificar el numeral M.5 del Anexo M del Libro III del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

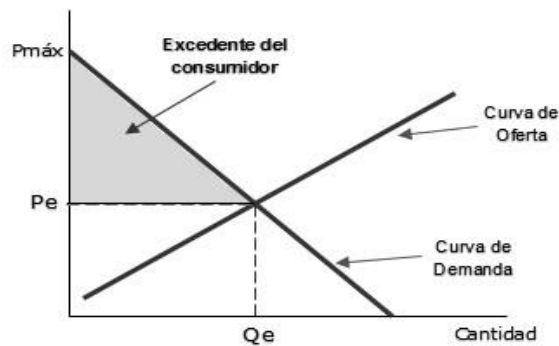
### M.5 Cálculo del excedente del consumidor

Para determinar el excedente del consumidor se debe de sumar el excedente del consumidor resultante de la característica elástica de la demanda más el excedente del consumidor resultante de la característica inelástica.

#### Excedente del consumidor para la característica elástica

Un consumidor, estaría dispuesto a pagar un precio máximo para poder consumir cierta cantidad de energía. Visto de otro modo y en este caso, se puede decir que un consumidor estaría dispuesto a pagar un monto mayor al precio que paga por la energía que consume, antes de no disponer de la misma.

Esta diferencia entre la disposición a pagar y el precio pagado para todas las unidades consumidas de energía eléctrica, es el llamado excedente del consumidor para la característica elástica. Gráficamente es el área formada por el triángulo P<sub>máx</sub>, P<sub>e</sub>, Q<sub>e</sub> que se puede observar en la siguiente figura.



Matemáticamente, es la integral de la función de demanda  $P = f(Q)$  entre 0 y la cantidad de equilibrio ( $Q_e$ ), menos el precio por la cantidad de equilibrio ( $P_e * Q_e$ ):

$$EC = \int_0^{Q_e} f(Q)dQ - Q_e P_e$$

La demanda en el módulo del SPGTR se modela en forma escalonada, y la función objetivo del módulo de optimización de este programa es la maximización del BS, es decir, la maximización de la suma del Excedente del Consumidor para la característica elástica y del excedente del productor:

$$Max: \left\{ \underbrace{\sum_1^k (p_{mg} - C_{vk}) * g_k}_{\text{Característica elástica}} + \underbrace{\sum_1^m (p_m - p_{mg}) * B * P_m^\alpha}_{\text{Característica inelástica}} + \sum_1^o (P_{defo} - p_{mg}) * Q_{ineo} \right\}$$

Donde:

p<sub>mg</sub>: es el precio marginal del sistema

C<sub>v</sub>: costo variable de los generadores de cada uno de los generadores ( $v_1, v_2, (\dots), v_k$ )

g: despacho del generador “k”

p<sub>m</sub>: corresponde al precio de mercado de cada uno de los niveles definidos ( $p_1, p_2, (\dots), p_m$ )



B: es una constante

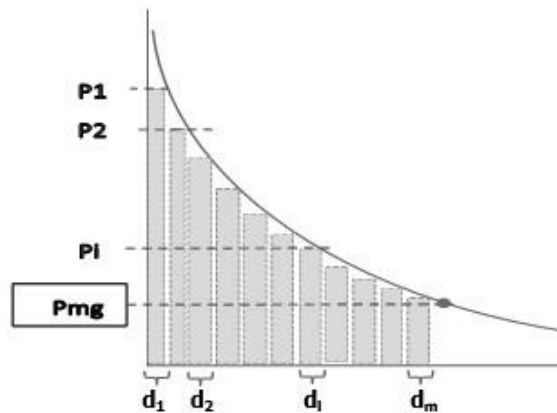
$\alpha$ : elasticidad precio de la demanda

$P_{def_0}$ : Es el Costo de la Energía no Suministrada del escalón “o”

$Q_{ine_0}$ : Es la demanda inelástica correspondiente al escalón “o”

Específicamente, el excedente del consumidor de la característica elástica resulta ser:

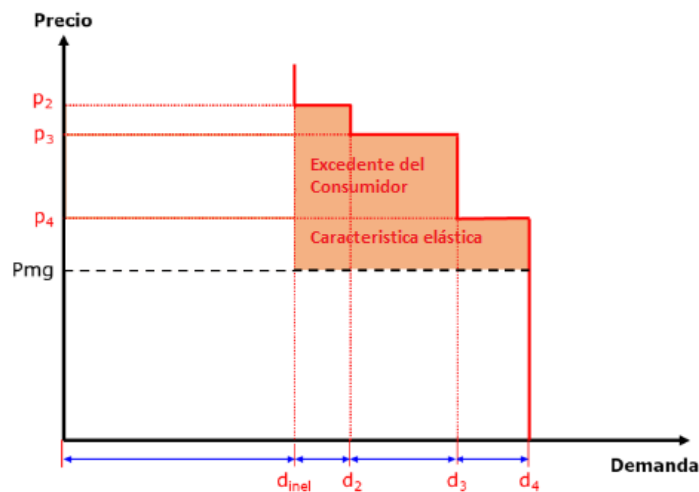
$$\sum_1^m (p_m - P_{mg}) * B * p_m^\alpha$$



Como la expresión  $B * p_m^\alpha$  es la demanda de cada escalón ( $d_m$ ), la expresión de cálculo del EC para la característica elástica que se utiliza es:

$$EC = \sum_{d_1}^{d_m} (p_m - P_{mg}) \times d_m$$

En el gráfico se representa en el área sombreada el cálculo del EC para la característica elástica según la expresión anterior, para el caso de una demanda modelada con 3 niveles elásticos.



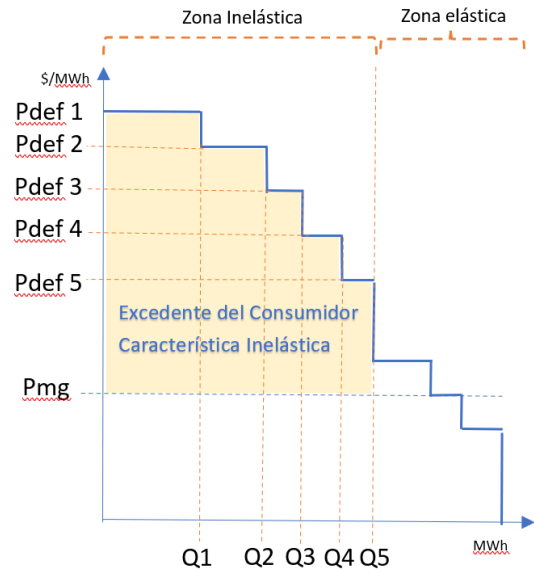
Por tanto, para realizar el cálculo del excedente del consumidor para la característica elástica, se debe estimar la función de demanda definida por  $d_i = B_i * p_i^\alpha$

Excedente del consumidor para la característica inelástica

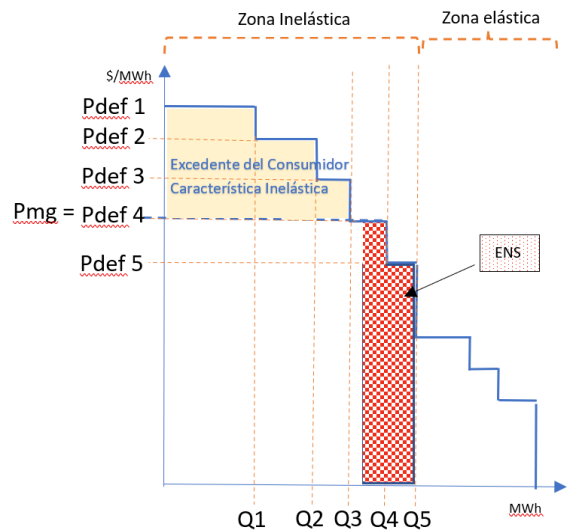
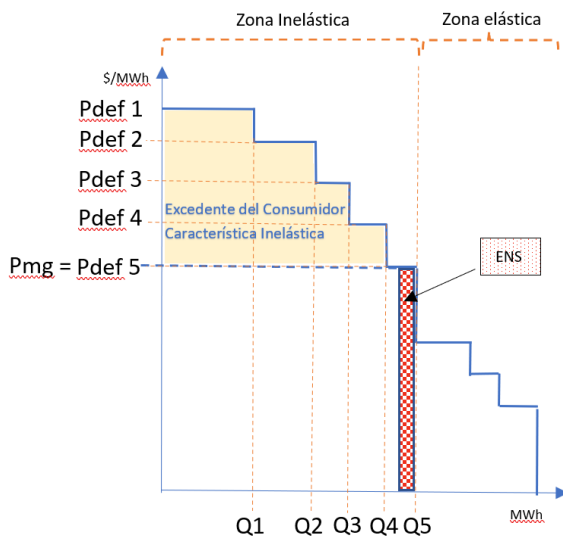
De la función objetivo del módulo de optimización de la maximización del BS, el Excedente del consumidor para la característica inelástica resulta ser:

$$\sum_1^o (P_{def_o} - p_{mg}) * Q_{ine_o}$$

En el gráfico se representa en el área sombreada el cálculo del EC para la característica inelástica según la expresión anterior, para el caso de una modelación del costo de la Energía No Suministrada de 5 escalones.



Para el caso de ocurrir ENS el precio marginal del sistema será igual al costo de la Energía no Suministrada del escalón que se halla activado por lo que para ese escalón el excedente del consumidor es igual a cero. Lo mismo ocurrirá para los escalones que tengan un costo inferior al precio del sistema. En los gráficos a continuación se ilustra lo anterior.



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

Que tiene a la vista la Fe de Erratas a la Resolución CRIE-30-2022, emitida el dos de marzo de dos mil veintitrés, donde literalmente dice:

**FE DE ERRATAS**

Se hace constar que en el anexo I de la Resolución CRIE-30-2022 del quince de diciembre de dos mil veintidós, específicamente en el texto del numeral 1, se resolvió modificar la definición de *Agente Transmisor*, siendo procedente adicionar la denominación de *Empresa de Transmisión Regional*, con el fin de guardar consistencia con la definición a la que se refiere dicho numeral, sin que esto signifique alterar el contenido establecido en el mismo; por lo anterior, el texto del numeral 1 del referido anexo, se leerá de la siguiente manera:

1. Modificar las definiciones de *Agente Transmisor* y *Empresa de Transmisión Regional*, establecidas en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, para que se lean de la siguiente forma:

**Agente Transmisor o Empresa de Transmisión Regional**

Se refiere en forma genérica al agente propietario o poseedor de instalaciones de transmisión pertenecientes a la RTR, reconocido como agente transmisor en las legislaciones nacionales. Lo anterior, de conformidad a lo establecido en el artículo 5 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Con el fin de la adecuada aplicación de la Resolución CRIE-30-2022, se extiende la presente Fe de Erratas, el dos de marzo de dos mil veintitrés. Notifíquese y publíquese.”

Quedando contenida la presente certificación en una (1) hoja que numero y sello, impresa únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día viernes 03 de marzo de dos mil veintitrés.

Edgard  
Giovanni  
Hernandez  
Echeverria /  
3209452-3

Firmado digitalmente  
por Edgard Giovanni  
Hernandez  
Echeverria /  
3209452-3  
Fecha: 2023.03.03  
14:12:09 -06'00'

**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**