
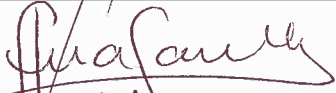



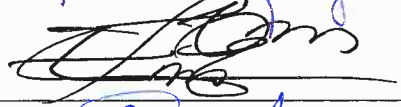
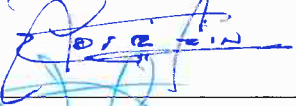
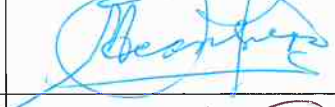




COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME GT-09-2022/ GJ-26-2022/ GM-16-04-2022

**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-**

Nombre	Firma
Giovanni Hernández	
Ana Beatriz Sánchez	
Carina Armengol	
Edgar De Asís	
Fernando Alvarez	
Franchesca Castañeda	
José Roberto Linares	
Mauricio Contreras	
Roberto Ortiz	
Vivian Chaves	

**Ciudad de Guatemala - Guatemala
08 de abril de 2022**

Contenido

I. RESUMEN EJECUTIVO	2
II. ANTECEDENTES.....	3
III. NORMATIVA APLICABLE	5
IV. NOMENCLATURA.....	14
V. EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL	15
VI. EVALUACIÓN DE LA NORMATIVA DEL SPGTR.....	18
1) REVISIÓN DE ASPECTOS FUNDAMENTALES DE DISEÑO DEL SPGTR	18
2) CARÁCTER INDICATIVO DE LA PLANIFICACIÓN REGIONAL.....	20
3) LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN REGIONAL (CTR)	21
4) NECESIDAD DE IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM	22
5) DEFINICIONES RELACIONADAS CON EL SPGTR.....	24
6) OBJETIVOS Y ALCANCES DE LOS INFORMES DEL SPGTR.....	26
7) COORDINACIÓN CON LOS SISTEMAS DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL. 28	
8) CONCEPTOS DE LA PLANIFICACIÓN REGIONAL	32
9) PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN REGIONAL.....	34
10) MEJORAS AL PROCEDIMIENTO PARA LA CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO	37
11) IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM Y EVALUACIÓN DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONALES	37
12) PUBLICACIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA.....	39
13) PROPUESTA DE MEJORA NORMATIVA	39
VII. CONCLUSIÓN	71
VIII. RECOMENDACIONES	71
IX. ANEXO.....	72



I. RESUMEN EJECUTIVO

La CRIE mediante la resolución CRIE-61-2020 del 12 de octubre de 2020, resolvió rechazar las ampliaciones planificadas y a riesgo propuestas por el EOR. En ese sentido, el 11 de diciembre de 2020, en el marco de la XVII Reunión Conjunta de los Organismos del MER, se emitió el Acuerdo No. 3, mediante el cual se constituyó un Comité Técnico de Transmisión (CTT) conformados por funcionarios del CDMER, CRIE y EOR, para efectuar la revisión y una propuesta de modificación de la regulación regional al Sistema de Planificación de la Transmisión Regional.

La CRIE mediante la resolución CRIE-73-2020 del 21 de diciembre de 2020, resolvió suspender por un plazo de un año, los numerales del RMER relacionados con la elaboración, presentación, análisis y evaluación de los informes de planificación de largo plazo de la expansión de la generación y la transmisión regional y de diagnóstico a mediano plazo de la RTR. Posteriormente, mediante la resolución CRIE-29-2021 del 25 de noviembre de 2021 se resolvió prorrogar hasta el 30 de junio de 2022 la suspensión decretada anteriormente.

Por su parte, el CTT desde enero de 2021 hasta marzo de 2022, llevó a cabo 45 sesiones de trabajo. La CRIE luego de la revisión y evaluación que se ha realizado de la Regulación Regional con relación al Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, consideró necesario y conveniente realizar mejoras a dicho cuerpo normativo en relación a dicho sistema.

Por tanto, se recomienda a la Junta de Comisionados de la CRIE:

1. Publicar en el sitio web de la CRIE, el presente informe de diagnóstico ***“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”***, durante dos meses previo al periodo de consulta pública.
2. Someter al proceso de Consulta Pública la propuesta normativa anexa al presente informe.



II. ANTECEDENTES

- 1) El 15 de diciembre de 2016, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), mediante resolución CRIE-78-2016 aprobó el Plan Estratégico Institucional de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica 2017-2021 y conforme los Objetivos y Acciones Estratégicas que fueron actualizadas por la CRIE el 30 de enero de 2020, mediante Acuerdo No. CRIE-05-148 a la Gerencia Técnica se le asignaron acciones que pertenecen al objetivo estratégico No. 1 “*Contribuir desde el ámbito regulatorio a la disponibilidad y confiabilidad de la RTR, para maximizar su uso y ampliar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros*”; siendo una de las acciones la siguiente: “*A.E.1.1 Fortalecer el marco regulatorio que propicie una planificación regional coordinada y eficiente que permita identificar las ampliaciones de transmisión necesarias para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros.*”.
- 2) El 12 de octubre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-61-2020, mediante la cual se resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. RECHAZAR las Ampliaciones Planificadas y a Riesgo propuestas por el Ente Operador Regional en los siguientes informes:

- a) *Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el periodo 2019-2023, presentado por el EOR mediante el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065;*
- b) *Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028, presentado por el EOR mediante oficio EOR-PJD-30-11-2018-092;*
- c) *Informe “Atención a la Resolución CRIE-43-2019, Análisis de sensibilidad del escenario AI, en el marco del informe de planificación de largo plazo de la*

generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028”, presentado por el EOR a través del oficio EOR-DE-27-11-2019-297.

- d) *Oficio EOR-DE-20-01-2020-040, requerido al EOR para la reclasificación de ampliaciones como Ampliaciones Planificadas y a Riesgo, como anexo al IPIP/LACIP.*

(...)

TERCERO. INSTRUIR al EOR para que considere en futuros informes de planificación regional, en lo que fuera aplicable, lo considerado en la presente resolución.

- 3) El 11 de diciembre de 2020, en el marco de la XVII Reunión Conjunta de los Organismos del Mercado Eléctrico Regional (MER), se emitió el Acuerdo no. 3, que indica lo siguiente: “*a) Constituir un Comité Técnico de Transmisión (CTT) con*



funcionarios de las administraciones del CDMER, CRIE y EOR para efectuar la revisión y una propuesta de modificación de la regulación regional con relación al Sistema de Planificación de la Transmisión Regional. b) La coordinación del CTT será realizada por la CRIE y deberá brindar informes de avance en las próximas Reuniones Conjuntas CDMER-CRIE-EOR. c) El Comité respetará el ámbito de las funciones que le corresponden a cada uno de los organismos del MER. ”.

- 4) El 21 de diciembre de 2020, la CRIE emitió la resolución CRIE-73-2020, mediante la cual se resolvió, entre otros, lo siguiente:

PRIMERO. SUSPENDER por un plazo de un año los siguientes numerales del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, relacionados con la elaboración, presentación, análisis y evaluación de los informes de planificación a largo plazo de la expansión de la generación y transmisión regional y de diagnóstico a mediano plazo de la Red de Transmisión Regional:

- Literal d) del numeral 1.5.2.3, del Libro I.
- Literales a) y b) del numeral 10.1.1; literales a) y b) del numeral 10.1.3; apartado 10.2; apartado 10.3; numeral 10.5.1; numeral 10.5.2; numeral 10.6.2; numeral 10.6.3; literales a) y b) del numeral 11.1.1; apartado 11.2; literal c) del numeral 11.3.5; apartado 11.4.1 y literal b) del numeral 18.1.1; todos del Libro III.

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

- 5) El 24 de junio de 2021, durante la reunión presencial de Junta de Comisionados No. 151, se presentó el Informe No. GT-25-2021/GJ-41-2021/GM-25-06-2021, relacionado con el análisis de las implicaciones y efectos de la suspensión de la normativa de planificación relacionada a la elaboración, presentación, análisis y evaluación de los informes de planificación.
- 6) El 28 de octubre de 2021, durante la reunión presencial de Junta de Comisionados No. 155, se presentó el “Informe de avance de la revisión de la normativa del sistema de planificación de la generación y transmisión regional”, el cual aborda el contenido de los borradores de informe de diagnóstico e informe de diseño, que a la fecha ha elaborado el Comité Técnico de Transmisión (CTT).
- 7) El 25 de noviembre de 2021, la CRIE emitió la resolución CRIE-29-2021, mediante la cual se resolvió, entre otros, lo siguiente:

Lina

Ed.
[Signature]

PRIMERO. PRORROGAR hasta el 30 de junio de 2022, la suspensión decretada a través de la resolución CRIE-73-2020, de los siguientes numerales del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, relacionados con la elaboración, presentación, análisis y evaluación de los informes de planificación a largo plazo de la expansión de la generación y transmisión regional y de diagnóstico a mediano plazo de la Red de Transmisión Regional:

- Literal d) del numeral 1.5.2.3, del Libro I.
- Literales a) y b) del numeral 10.1.1; literales a) y b) del numeral 10.1.3; apartado 10.2; apartado ~~10.3~~; numeral 10.5.1; numeral 10.5.2; numeral ~~10.6.2~~; numeral ~~10.6.3~~; literales a) y b) del numeral 11.1.1; apartado 11.2; literal c) del numeral 11.3.5; apartado 11.4.1 y literal b) del numeral 18.1.1; todos del Libro III.

- 8) Desde enero de 2021 hasta marzo de 2022, el Comité Técnico de Transmisión (CTT), llevó a cabo 45 sesiones de trabajo.
- 9) El 19 de marzo de 2022, la Gerencia Técnica de la CRIE mediante correo electrónico remitió al Grupo de Apoyo Regulatorio (GAR) para su valoración y observaciones el informe GT-09 2022/GJ-19-2022/GM-12-03-2022, denominado “*INFORME DE DIAGNÓSTICO: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL*”.
- 10) El 04 de abril de 2020, los representantes del GAR de El Salvador y Panamá remitieron, vía correo electrónico, sus observaciones al equipo técnico de la CRIE respecto al informe antes referido.

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*”.



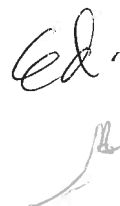
- *“Artículo 4. El Mercado Eléctrico Regional es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado. (...)”.*
- *“Artículo 5. Las actividades del Mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la 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*

Line

Ed.
16

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 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.”
- “**Enlace entre Áreas de Control:** Es la Interconexión eléctrica entre dos áreas de control del SER.”
- “**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) ¹Aprobar 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; // 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)*

¹ 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.



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, auditoria 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

Lin

Ed -
st

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 éste 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.”*

Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE

- *“**Artículo 1.** El presente procedimiento tiene por objeto establecer un mecanismo estructurado que permita una planificación oportuna de consulta pública para la elaboración participativa de las normas regionales y las modificaciones de la Regulación Regional, cumpliendo con los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz para todo el Mercado Eléctrico Regional (MER).”*
- *“**Artículo 2.** Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta (...)”*
- *“**Artículo 4.** El proceso de consulta pública para las propuestas de normas regionales, modificaciones a la regulación regional o los asuntos de importancia regional iniciará su trámite una vez que la CRIE lo ordene, mediante resolución motivada, con base en un informe técnico previo, elaborado por las Unidades Técnicas correspondientes.// En la resolución motivada, la CRIE establecerá de manera clara los alcances de la consulta, la necesidad detectada, la problemática a resolver con la propuesta, el procedimiento a seguir durante el proceso y designará los encargados de la consulta a fin de que las personas interesadas puedan tener una instancia para las aclaraciones.”*

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 Comisionado 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. // (...) e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)”.

IV. NOMENCLATURA

Con el objeto de facilitar la lectura del presente informe, a continuación, se indica la nomenclatura que se utilizará en los siguientes apartados:

AR	Ampliación a Riesgo
BDR	Base de Datos Regional
BS	Beneficio Social
CCSD	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
COIIM	Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima
COT	Capacidad Operativa de Transmisión
CTR	Capacidad de Transmisión Regional
CTT	Comité Técnico de Transmisión
CURTR	Cargos por el Uso y Disponibilidad de la RTR
DMP	Diagnóstico de Mediano Plazo
EC	Excedente del Consumidor
ENS	Energía No Suministrada
IAR	Ingreso Autorizado Regional
IDMP	Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo
IPLP	Informe de Planificación a Largo Plazo
DMP	Diagnóstico de Mediano Plazo
PLP	Planificación de Largo Plazo
PELP	Planificación de la Expansión de Largo Plazo



PEGTR	Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional
RTN	Red de Transmisión Nacional
SPGTR	Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional
STN	Sistema de Transmisión Nacional

V. EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL

Debe indicarse, que actualmente el Capítulo 10 del Libro III del RMER, establece la normativa del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), para la elaboración de los informes de planificación que realiza el EOR. Al respecto, a continuación, se presenta un resumen de los criterios generales contenidos en dicho capítulo, para la elaboración de los informes de planificación.

Tabla 1 Resumen de criterios generales vigentes para la elaboración de los informes de planificación

Desarrollo	Diagnóstico de Mediano Plazo (MP)	Planificación de Largo Plazo (LP)
Objetivos – Criterios Generales [10.1]	i) Revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsible de la generación y de demanda, ii) Desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la RTR para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD definidos en el Numeral 16.2, iii) Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control, y iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad, según el numeral 10.1.1, literal b).	Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER, según el numeral 10.1.1, literal a).
Horizonte	5 años, según el numeral 10.1.1, literal b)	Al menos 10 años, según el numeral 10.1.1. literal a)
Capacidad operativa	Procurar mantener la Capacidad Operativa intercambio internacional mínima entre países miembros, según el numeral 10.1.2	Procurar mantener la Capacidad Operativa intercambio internacional mínima entre países miembros, según el numeral 10.1.2

Desarrollo	Diagnóstico de Mediano Plazo (MP)	Planificación de Largo Plazo (LP)
Alcances - Objetivos [10.2 y 10.3]	<p>Según el numeral 10.3.1 a) Revisar la capacidad de transmisión de la RTR para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, que cumplan con los CCSO; b) Formular recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de las instalaciones de la RTR para mantener la confiabilidad de la red en los niveles establecidos en los CCSO, o disminuir los Costos de Suministro de Energía en el MER; c) Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales que puedan afectar la confiabilidad en el ámbito regional o que aumenten los Costos de Suministro de Energía en el MER, y proponer en cada caso las eventuales medidas correctivas o preventivas; d) 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 la red o de la generación; e) Analizar el impacto sobre la RTR de la conexión de nuevas plantas generadoras o nuevas demandas en las redes nacionales, con base en los estudios presentados por el Iniciador; f) Analizar el impacto sobre la RTR de la construcción de ampliaciones de las redes de transmisión nacionales, cuando su tensión sea igual o mayor a 69 kV; u otras ampliaciones a pedido de la CRIE; y g) Analizar el impacto sobre la RTR de las interconexiones extra-regionales.</p>	<p>Según el numeral 10.2.1: Identificar ampliaciones de transmisión de la RTR que: a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios; b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional; y c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER.</p> <p>Según el numeral 10.2.2: Desarrollar la planificación de la transmisión basándose en la planificación indicativa de la generación.</p>
Datos iniciales	<p>Base de datos regional actualizada, según el numeral 10.6.1, literal a).</p>	<p>Base de datos regional actualizada, según el numeral 10.6.1, literal a).</p> <p>Planes nacionales de expansión de corto plazo, según el numeral 10.1.1, planificación de la generación nacional, información de proyectos de agentes, autorización de ampliaciones, según el numeral 10.2.2.</p>
Escenarios	<p>Condición de la red esperada en el mediano plazo, según el numeral 10.1.1, literal b).</p>	<p>Se definirá un conjunto de escenarios, basándose en combinaciones probables de: estrategias de expansión, proyección de la demanda, tecnologías de expansión, costos de inversión, precio de combustibles, nuevas instalaciones, según el numeral 10.6.1, literal c).</p>
Metodología	<p>El RMER no establece un procedimiento propio para desarrollar el DMP, se ha aplicado el Procedimiento basado en los Capítulos 16 y 18 del Libro III del RMER y los establecido el numeral 10.6.1 del mismo Libro:</p>	<p>El RMER no establece un procedimiento propio para desarrollar el PLP, se ha aplicado el procedimiento establecido en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER:</p>

Desarrollo	Diagnóstico de Mediano Plazo (MP)	Planificación de Largo Plazo (LP)
		1) Plan Indicativo de expansión de la generación obtenido por escenario de generación. 2) Plan de expansión de la transmisión para cada escenario, obtener la estrategia de expansión por minimización de máximo costo de arrepentimiento de escenarios óptimos. 3) Simulación operativa para factibilidad técnica de la estrategia seleccionada y factibilidad económica de las inversiones. 4) Estudios eléctricos para definir COT, evaluación de cumplimiento CCSD. 5) Cálculo de indicadores económicos. 6) Clasificación de obras en planificadas o a riesgo.
Criterios	Se prepara lista de ampliaciones que resulten seleccionadas en base a los indicadores de evaluación, cuya construcción debería comenzar en los 2 años siguientes, según el numeral 10.6.2. Clasificar las obras como planificadas o a riesgo.	Se prepara lista de ampliaciones que resulten seleccionadas en base a los indicadores económicos, cuya construcción debería comenzar en los 2 años siguientes, según el numeral 10.6.2. Clasificar las obras como planificadas o a riesgo.
Lista de Ampliaciones	Para cada ampliación recomendada, suministrar información indicada en el numeral 10.6.3.	Para cada ampliación recomendada, suministrar información en el numeral 10.6.3.
Entrega de informe	Cada año, último día hábil de junio, según el numeral 10.1.3, literal b).	Cada año, último día hábil septiembre según el numeral 10.1.3, literal a).

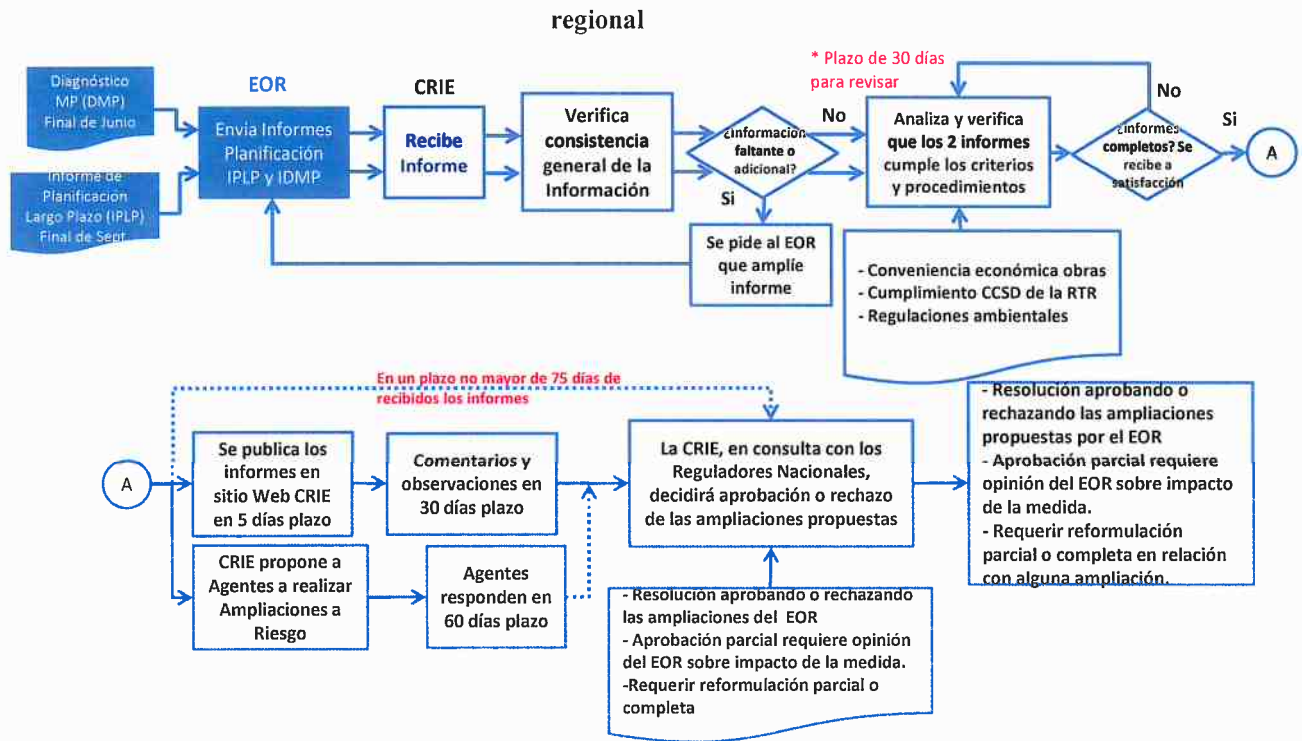
Nota: Todos los numerales citados en la tabla que precede pertenecen al Libro III del RMER.

Por otra parte, el Capítulo 11 del Libro III del RMER establece los procesos generales para aprobar las ampliaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR), que surjan de la planificación regional; en la siguiente ilustración, se muestra el flujograma del proceso para aprobar las ampliaciones planificadas propuestas por la planificación regional:

Ilustración 1 flujograma para aprobar las ampliaciones planificadas propuestas por la planificación

E

ed-
AB



VI. EVALUACIÓN DE LA NORMATIVA DEL SPGTR

A continuación, se hace la evaluación de la normativa relacionada con el Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPGTR), además se hace un análisis de los aspectos fundamentales de la planificación regional y de los inconvenientes identificados en los ejercicios de planificación realizados. Al respecto, se identifican propuestas de mejora normativa, que permiten obtener un plan regional de transmisión en el que se logren identificar las ampliaciones regionales.

1) REVISIÓN DE ASPECTOS FUNDAMENTALES DE DISEÑO DEL SPGTR

a. Competencias de las instituciones regionales

Debe indicarse que mediante la suscripción del Tratado Marco y sus Protocolos, los Estados Parte crearon la institucionalidad del MER, para el logro de los objetivos del Tratado Marco, misma que está conformada por la CRIE, el EOR y el CDMER, entidades que en lo que interesa tienen los roles y funciones siguientes:

Line

Ed

- i. **CRIE:** Es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, ámbito en el que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del Mercado. En el mercado regional participan empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como grandes consumidores. A la CRIE se le asignó, entre sus objetivos generales el hacer cumplir el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. Con relación a lo anterior, a través del Segundo Protocolo al Tratado Marco, se estableció expresamente la obligación de los agentes del MER, OS/OMS y EOR de cumplir con la Regulación Regional, estableciéndose un régimen de sanciones aplicables por la CRIE, al cual las referidas entidades están sujetas, no estando sujetos a la competencia de la CRIE, los Estados Parte del Tratado Marco (artículos 4, 5 y 19 del Tratado Marco y 21 al 33 del Segundo Protocolo).
- ii. **EOR:** Es el ente operador del MER, entidad que de conformidad con el artículo 28 del Tratado Marco, tiene entre sus principales objetivos y funciones el de “(...) e. Formular el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, previendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlos a disposición de los agentes del Mercado.”.
- iii. **CDMER:** Es el ente creado con el propósito de facilitar el cumplimiento a los compromisos de las Partes y coordinar la interrelación con los organismos regionales del MER, órgano que debe estar 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. 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, para lo cual establecerá mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR, en el ámbito de responsabilidad de cada uno. En dicha función 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 permitiendo la coexistencia del MER con los mercados nacionales y de facilitar el cumplimiento de las responsabilidades de los Gobiernos establecidas en el Tratado Marco y sus Protocolos (arts. 15, 16, 17 y 18 del Segundo Protocolo).

De lo anterior, se extrae que los citados organismos regionales, tienen un rol relevante en la planificación de la generación y la transmisión regional. La CRIE en su rol de regulador regional le compete la emisión de las normas que se deberán aplicar para desarrollar la planificación indicativa de la generación y transmisión regional; al EOR le compete la formulación del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional; y por su parte, al CDMER le compete la emisión de las políticas de integración eléctrica regional, para que los lineamientos ahí contenidos sirvan de guía para la planificación de la generación y la transmisión regional.

Por otra parte, debe indicarse que entre los fines del Tratado Marco se encuentran los de “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.*”. En ese sentido, se considera que la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional es una herramienta que facilita el cumplimiento de los fines establecidos en el tratado marco.

Habiendo examinado las competencias de los organismos regionales y teniendo presentes los fines del Tratado, se han revisado las normas que actualmente rigen la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional, para el efecto se ha tomado en cuenta la experiencia de la aplicación de dicha normativa y se ha identificado que, para desarrollar una adecuada planificación regional, es necesario mejorar la misma. Derivado de lo anterior, este informe presenta una propuesta normativa que en su desarrollo observa el rol de cada una de las entidades regionales.

2) CARÁCTER INDICATIVO DE LA PLANIFICACIÓN REGIONAL

El Tratado Marco establece en la literal e) del artículo 28 que el EOR debe formular el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y Transmisión regional, nótese que el Tratado Marco otorga la calidad de indicativo a dicho plan, siendo claro que la planificación que realiza el EOR no es vinculante. El carácter vinculante que actualmente se atribuye a la planificación regional, se deriva de lo establecido en el RMER y que se considera necesario evaluar este aspecto frente a lo establecido en el Tratado Marco y sus Protocolos. No obstante, el carácter indicativo del referido plan, derivado a que el mismo es un insumo para la toma de decisiones de la CRIE y el desarrollo de la generación y transmisión regional, se considera conveniente que la CRIE establezca los criterios, lineamientos, procedimientos y metodologías, que debe observar el EOR en la elaboración del PEGTR. Lo anterior, para el desarrollo y consolidación del MER, en línea con lo establecido en los fines y objetivos del mismo Tratado Marco.

En ese sentido, las ampliaciones planificadas de transmisión regional recomendadas en el PEGTR, serán consideradas por la CRIE para la toma de decisiones.

Se considera que a través del PEGTR, deben identificarse los siguientes tipos de ampliaciones con efectos indicativos: regionales planificadas, regionales con beneficio regional parcial y de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima (COIIM).



Las ampliaciones regionales serán consideradas por el regulador regional y las ampliaciones nacionales deberían ser puestas a consideración del regulador nacional.

A través de la presente propuesta de mejora regulatoria se plantea que si una Ampliación regional con beneficio regional parcial, derivada del PEGTR tiene un beneficio regional parcial, su remuneración debería corresponder parcialmente a la región.

3) LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN REGIONAL (CTR)

La Capacidad de Transmisión Regional depende de los sistemas de transmisión nacionales y del sistema regional. Siendo que el sistema de transmisión nacional de cada país opera conjuntamente con el sistema de transmisión regional; sin embargo, los mercados nacionales tienen prioridad de despacho, entonces el sistema de transmisión nacional debe tener la capacidad de transmisión suficiente de transportar los flujos de potencia para abastecer la demanda nacional, con la generación nacional sin disminuir la Capacidad de Transmisión Regional.

Es importante indicar, que la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre países, constituye una premisa cuyo cumplimiento se ve limitado, toda vez que depende de que cada Estado Parte, cuente con la capacidad de transmisión suficiente para atender su demanda nacional, sin utilizar para este efecto, la capacidad regional de transmisión; por lo anterior, se hace necesario que existan compromisos vinculantes para la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM.

En este sentido, es importante tener presente que:

- a) La responsabilidad de planificar, expandir y remunerar las redes de Transmisión Nacional corresponde a las autoridades nacionales; y
- b) La responsabilidad de planificar, expandir y remunerar las redes regionales corresponde a las autoridades regionales.

Se considera necesario, que con el objeto de contar con un mercado eléctrico regional competitivo y propiciar la seguridad de suministro de energía eléctrica en la región, así como de que los beneficios derivados del referido mercado lleguen a todos los habitantes de los países de la región, se cuente con una Capacidad de Transmisión Regional estable y confiable, que permita alcanzar el objetivo del Tratado Marco y en particular de sus fines, entre los cuales está el de impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional (Tratado Marco, artículo 2, literal d), y crear las condiciones necesarias para propiciar niveles aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en la región.



Por lo anterior, se concluye que:

- Para que exista armonía entre la planificación regional y las planificaciones nacionales, debe existir una coordinación en la ejecución de la planificación nacional y regional, que cumpla con la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros.
- Es necesario impulsar la gestión de las interfaces regulatorias nacionales, para la inclusión de criterios en las normativas de planificación de la expansión de la transmisión nacional de los países del MER, relacionadas con la ejecución de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM (refuerzos nacionales).
- Se necesita una armonización regulatoria, para que se evalúe la posible incorporación en el plan de expansión de la transmisión nacional, las propuestas de Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, que se identifiquen y recomienden desde la planificación regional.

La planificación regional se debe enfocar en identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM y las Ampliaciones de Transmisión Regional, para ampliar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.

Es necesario que, todos los sistemas de planificación de la transmisión nacional incluyan como parte de sus criterios básicos, que el sistema de transmisión nacional debe tener la capacidad de satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, sin disminuir la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.

Se considera conveniente, que el EOR solicite la opinión a las entidades nacionales de planificación de la transmisión sobre las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas en el DMP, para su consideración en el respectivo Plan de Transmisión Nacional y podrá proponer soluciones alternativas de expansión de la transmisión.

4) NECESIDAD DE IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM

De los estudios de la planificación regional, se ha determinado que la causa fundamental de que la capacidad operativa de intercambio internacional mínima fijada por la CRIE sea inferior, es por la falta de expansión completa de los sistemas de transmisión nacionales, por cuanto no se define como premisa de planificación de la transmisión nacional, el mantenimiento de la capacidad operativa de intercambio internacional. Esta problemática se



ha identificado en el informe de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR para el período 2019-2023, los informes correspondientes a los períodos 2020-2024 y 2021-2025 y en el Informe de planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al periodo 2019-2028 y los correspondientes a los periodos 2020-2029 y 2021-2030 realizados por el EOR.

En los estudios del Sistema de Planificación de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), se debe considerar conjuntamente la Línea SIEPAC y el Sistema de Transmisión Nacional (STN) de todos los países, así como su expansión reportada por las autoridades nacionales, dada su interdependencia eléctrica y de ese modo, poder definir ampliaciones de transmisión regional adaptadas que conduzcan al máximo beneficio social al ampliar la capacidad de transmisión regional. Para lograr este objetivo, se debe ajustar la metodología de planificación regional y nacional que permita recuperar la CTR, que ha sido utilizada temporalmente por los Sistemas de Potencia Nacionales y preservar a mediano y largo plazo, la funcionalidad de la RTR de transferir flujos de potencia regionales cumpliendo con los CCSD.

El EOR en los estudios de planificación de mediano y largo plazo, identifica las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, ya que los planes nacionales de transmisión hasta el momento han sido insuficientes para lograr ese propósito. Por tal razón, al aplicar el SPGTR se tiene como consecuencia que se identifica la insuficiencia del sistema de transmisión nacional para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, lo cual es conveniente hacer del conocimiento de las Autoridades Nacionales. Por lo anterior, se considera necesario que los estudios del SPGTR, reflejen las Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM para cubrir las necesidades de transferencias de energía regionales y cumplir requerimientos técnicos mínimos de la red, como garantizar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima y el cumplimiento de los CCSD. Debe indicarse, que estas ampliaciones no serían objeto de evaluación económica regional ni de beneficio social regional.

Adicionalmente, el SPGTR debe identificar, las Ampliaciones de Transmisión Regional necesarias para alcanzar capacidades de intercambio internacional mayores a la capacidad mínima, que requerirían un análisis de conveniencia por medio de indicadores económicos regionales y de beneficio social regional y determinar la responsabilidad de su construcción.

En el DMP, como parte del PEGTR, el EOR deberá identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM. En caso de que la transmisión nacional existente y planificada de los países fuera insuficiente para este propósito, el EOR deberá identificar las Ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y estimará su costo, siempre cumpliendo los CCSD.



Luego en la PLP, como parte del PEGTR, se identificarán las Ampliaciones de Transmisión Regional, que incrementen la Capacidad de Transmisión Regional más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE, verificando las ampliaciones identificadas en el DMP y se recomendarán aquellas Ampliaciones de Transmisión Regional, que satisfagan los criterios de evaluación económica y de beneficio regional establecidos en el RMER.

5) DEFINICIONES RELACIONADAS CON EL SPGTR

Algunas de las definiciones en el RMER relacionados con el SPGTR, actualmente no son suficientemente claras, presentan ambigüedades e inconsistencias que requieren correcciones de forma y de fondo. Asimismo, se identifica necesario definir algunos términos y conceptos que se encuentran en el RMER y para los cuales actualmente no existe definición.

En la siguiente tabla se detalla el análisis de las modificaciones propuestas relacionadas con el glosario del Libro I del RMER:

Tabla 2 Análisis de las modificaciones propuestas al glosario del Libro I del RMER

No.	Término contenido en el glosario	Análisis
1	Agente Transmisor	Se hace necesario remozar la definición toda vez que de conformidad con el artículo 5 del Tratado Marco todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales son agentes del MER, en cuanto a los agentes transmisores la definición no se debe circunscribir a aquellos agentes propietarios de elementos de transmisión pertenecientes a la RTR.
2	Ampliación	Se considera conveniente modificar la denominación de «Ampliación» por Ampliación del primer sistema de transmisión regional en el glosario del Libro I RMER, considerando que esta definición aplica a la Línea SIEPAC.
3	Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión	Se identifica la conveniencia de corregir el glosario, sustituyendo el término Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión, que se encuentra definido en el RMER, por límite térmico continuo de un elemento de transmisión, con el fin de mejorar la consistencia con respecto a lo establecido en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.
4	Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión	Se identifica la conveniencia de corregir el glosario, sustituyendo el término Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión, que se encuentra definido en el RMER, por límite térmico de emergencia, que es el término que se utiliza en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.
5	Conexión	Se observa que hay que ajustar la denominación del concepto de tal forma que guarde consistencia con lo definido, así mismo, se hace una mejora en nombrar que es una vinculación eléctrica con las instalaciones de los Agentes.

No.	Término contenido en el glosario	Análisis
6	Empresa de Transmisión Regional	Conviene revisar la definición de «empresa de transmisión regional» que está en el RMER, ya que en la definición actual, está condicionada a una empresa que tiene activos de la RTR en más de un país, lo cual se observa como una condición que hasta el momento solo cumple la EPR; además, es necesario considerar que cualquier Agente se haga cargo de una Ampliación de Transmisión Regional en un país.
7	Excedente del consumidor	En el sentido estricto del concepto de «Excedente del consumidor», su cálculo no debería incluir la valorización de la ENS, aunque si es un «costo» de la demanda que implica una disminución del beneficio social. Sin embargo, ya la reducción en consumo debería estar contabilizada en el excedente del consumidor y no restarse de nuevo. Es importante mencionar que la metodología de cálculo del excedente del consumidor establecida en el Anexo M Libro III del RMER, no incluye la resta de la valorización de la ENS.
8	Iniciador (de una Ampliación a Riesgo)	Se considera adecuado modificar la definición con el objeto de eliminar la redundancia contenida referente a <i>“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.”</i>
9	Sistema de Planificación de la Transmisión Regional	Cambiar el término por: Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, debido a que los estudios que se realizan incluyen la planificación indicativa de la generación. También se estima conveniente ajustar su definición para que indique los productos del SPGTR.

Por su parte, se identifica que es necesario adicionar al glosario del Libro I del RMER, las siguientes definiciones:

Tabla 3 Análisis de propuesta de adiciones al glosario del Libro I del RMER

No.	Término o concepto	Análisis
1	Ampliación de Transmisión Regional	Se ve necesario incluir esta definición para entender que se refiere a una ampliación de derivada del PEGTR y clasificada como tal, 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 COIM.
2	Escenario de Autosuficiencia	Es necesario incorporar su definición al RMER, para identificar las ampliaciones de transmisión nacionales en los estudios de planificación regional.
3	Indicadores de evaluación económica Tasa interna de retorno. / Valor Presente Neto	Se considera necesario establecer la definición de los indicadores con el fin de evitar discrecionalidades.
4	Plantas de generación eléctrica de carácter regional	Se identifica conveniente incorporar la definición de « plantas de generación de carácter regional », para que quede establecido en la Regulación Regional que debe entenderse como plantas de generación de carácter regional. Adicionalmente, es necesario modificar el numeral 10.6.1 para guardar la consistencia del término con lo establecido en el TM y el Segundo Protocolo, cambiando el término «proyectos a escala regional», por «Planta de generación eléctrica de carácter regional».

6) OBJETIVOS Y ALCANCES DE LOS INFORMES DEL SPGTR

a. Objetivos de los estudios de la planificación regional

Se identifica que en los literales a) y b) del numeral 10.1.1, 10.2 y 10.3 del Libro III del RMER se establece los objetivos y alcances correspondientes a los informes de Diagnóstico de Mediano Plazo (IDMP) y de Planificación de Largo Plazo (IPLP), no obstante, dichos numerales, existen aspectos que no son claros respecto a los objetivos y a su aplicación, por lo que,, se deben modificar los objetivos del Diagnóstico de Mediano Plazo y de la Planificación de Largo Plazo, de tal manera que aclare la interrelación de dichos estudios, estableciendo un procedimiento metodológico propio para cada estudio y considerando horizontes de estudio más apropiados para cada estudio de planificación.

Se debe mejorar la normativa actual considerando los siguientes aspectos en cuanto al informe de Diagnóstico de Mediano Plazo:

- 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, en el mediano plazo.
- ii. Identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM a mediano plazo, que permitan alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de Intercambio internacional mínima entre pares de países, cumpliendo los CCSD.
- iii. Realizarse con un horizonte de estudio de 3 años (los tres años subsiguientes al año en que se inicia a elaborar el estudio).

Además, se debe mejorar la normativa actual en relación con el informe de Planificación de Largo Plazo, considerando los siguientes aspectos:

- i. Desarrollar la planificación indicativa de la expansión de la generación regional considerando diversos escenarios de integración eléctrica regional. Entre los escenarios a considerar por el EOR para desarrollar el PEGTR, se incluirá un escenario base sin intercambios de energía entre los Países, es decir, uno que en el largo plazo se desarrolle con base en las proyecciones de demanda y el plan de expansión de la generación nacional de cada país. Otros escenarios, así como las variables a considerar, podrán incorporarse en el caso que el CDMER emita la política de integración eléctrica regional y ante escenarios que proponga el EOR.
- ii. Siendo que a la fecha, el CDMER no ha emitido políticas de integración eléctrica, se



- estima oportuno que la normativa regional contemple la forma que ha de actuar el EOR ante un vacío de políticas de integración eléctrica, estableciendo las premisas técnicas mínimas que le permitan el desarrollo de una efectiva planificación regional.
- iii. Identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM, considerando y validando las ampliaciones identificadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo.
 - iv. Identificar las Ampliaciones de Transmisión Regional, que incrementen la Capacidad de Transmisión regional más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE, tomando en cuenta las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM a mediano y largo plazo, que permitan el cumplimiento de los CCSD Regionales y recomendar aquellas ampliaciones regionales de transmisión que satisfagan los criterios de evaluación económica y de beneficio regional, establecidos en el RMER.

El Plan de Expansión de la Transmisión Regional se basará en un Plan indicativo de la generación regional formulado por el EOR, considerando los Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión Nacional y la Política de integración eléctrica regional vigente.

b. Modificaciones para mejorar la comprensión de la norma, relacionadas a los alcances de la Planificación de Largo Plazo

Existen requerimientos en el RMER que no son suficientemente claros y dificultan el procedimiento de planificación a largo plazo, teniendo como consecuencia que no se identifiquen adecuadamente las ampliaciones de transmisión necesarias.

En razón de lo anterior, se ha identificado que es necesario establecer en la normativa regional, que los alcances de la planificación regional de largo plazo permitan identificar las Ampliaciones de la Transmisión Regionales que: a) maximicen el beneficio social, identificándose un número significativo de beneficiarios; b) cumplan con los CCSD a nivel regional; c) Signifiquen un incremento de la capacidad de transmisión regional más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima; y d) signifiquen un aumento de la competencia en el MER.

Por otra parte, se considera relevante que el EOR identifique las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM de largo plazo, tomando como base, las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas en el mediano plazo.

c. Identificación y clasificación de las ampliaciones de transmisión

Actualmente las Ampliaciones de transmisión resultantes del SPTR son: Ampliaciones planificadas y Ampliaciones a riesgo. Sin embargo, se considera conveniente que el SPGTR identifique los siguientes tipos de ampliaciones:

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 aprobadas 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.

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 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.

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 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.

Por otra parte, existe otro tipo de ampliación que no se derivan del PEGTR denominadas Ampliaciones a Riesgo, que son propuestas por los Agentes o terceras partes, que sean autorizadas por las regulaciones nacionales e identificadas por el EOR como pertenecientes a la RTR, a partir de su operación comercial, y pueden ser evaluadas por el SPGTR para determinar si la ampliación a riesgo tiene un beneficio regional parcial.

7) COORDINACIÓN CON LOS SISTEMAS DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN NACIONAL

a. Coordinación de la planificación regional con las planificaciones nacionales

El RMER actualmente establece que los planes de expansión de la generación y transmisión nacional son parte de la información de entrada a considerar en la planificación regional, sin



embargo, los sistemas de planificación nacionales y la planificación regional carecen de una coordinación temporal y de criterios armonizados. A continuación, se detallan las causas principales:

- a) Los ciclos de la planificación nacional de los seis países del MER son diversos (unos bienales, en otros países son de 4 o 5 años), mientras tanto, la planificación regional está establecida con una periodicidad anual.
- b) Las fechas de disponibilidad de los planes de expansión nacionales aprobados en los seis países del MER, no son compatibles con el cronograma y los plazos necesarios para la conformación de la base de datos regional y la elaboración de los informes de la planificación regional.

Lo anterior provoca retrasos en el suministro de información al EOR para el desarrollo de la planificación regional, así como incertidumbres relacionadas a la validez o vigencia de la información que utiliza el EOR en la elaboración de los estudios de la planificación regional.

Se necesita una armonización regulatoria para que se evalúen e incorporen en la planificación nacional, las propuestas de Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM que se identifiquen y recomienden desde la planificación regional.

No obstante, se identificaron los siguientes aspectos que podrían mejorarse en la normativa regional del SPGTR, con el objeto de contar con más información de forma oportuna:

- La periodicidad del ciclo de la planificación de la generación y la transmisión regional establecido en el RMER, requiere modificarse a un esquema que permita una mejor coordinación entre los actores que intervienen en el suministro de información, desarrollo de los informes y validación de resultados.
- El EOR deberá solicitar opinión a las entidades nacionales de planificación de la transmisión acerca de las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM, identificadas en el DMP para que se valore su inclusión en el respectivo Plan de Transmisión Nacional.
- Se requiere de un cierre administrativo o regulatorio de las actividades involucradas para el levantamiento de la BDR, a fin de evitar observaciones posteriores a la información utilizada, por parte de los responsables de suministrar la información de origen.
- Se requiere establecer fechas adecuadas para que los OS/OMs de cada país, suministren la información de los planes de expansión vigentes.
- Se identifica necesario que la Regulación Regional le permita a la CRIE otorgar prórroga al EOR, para la publicación de los informes del SPGTR, por una única vez por causas debidamente justificadas.

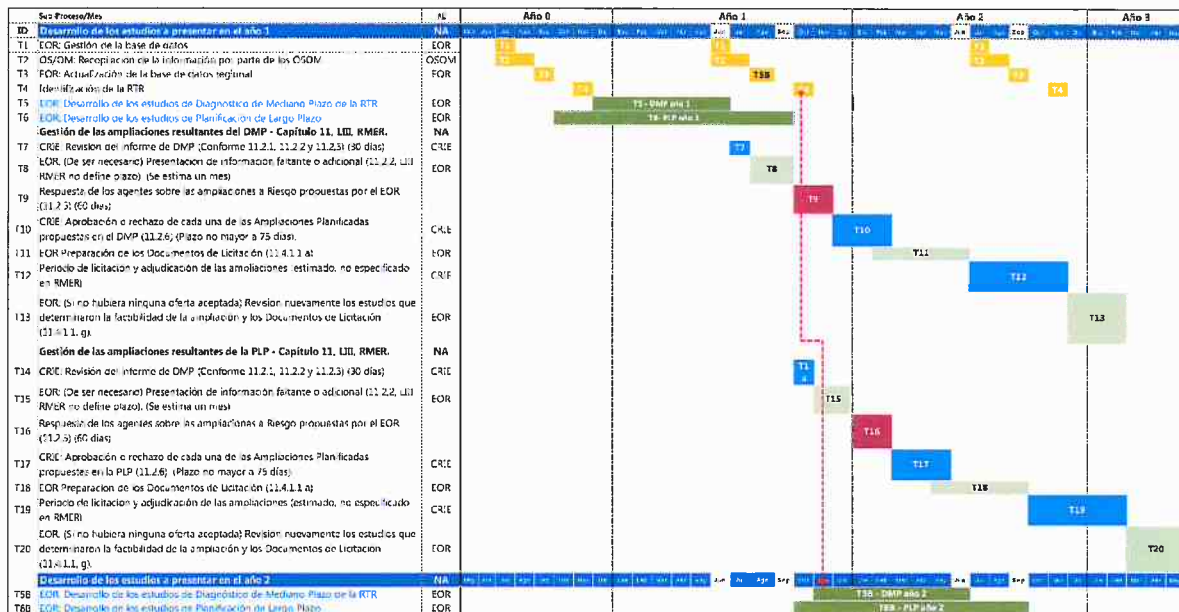
b. Periodicidad de los ciclos de la planificación regional

Es necesario establecer una coordinación adecuada entre el EOR, los OS/OM y/o los Comités Técnicos del citado ente, con las autoridades nacionales encargadas de la planificación, respecto al suministro oportuno de la información. Asimismo, deben tenerse en cuenta los plazos que se requieren para completar las fases del proceso de la planificación regional como es la conformación de bases de datos, realización de los estudios técnicos y económicos, consultas sobre resultados parciales que realice el EOR y la elaboración del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Trasmisión Regional, así como la puesta a disposición a los agentes de dicho plan por parte del EOR, de conformidad con lo establecido en el inciso “e” del artículo 28 del Tratado Marco.

La experiencia de los procesos de planificación regional realizados en el 2018, 2019 y 2020, ha demostrado que no es posible finalizar los ciclos con periodicidad anual, tal como está establecido actualmente en el RMER.

A continuación, se muestra un cronograma con las actividades y plazos según lo actualmente establecido en el RMER para desarrollar la planificación regional:

Ilustración 2. Proceso de aprobación de las ampliaciones planificadas junto con el proceso de elaboración de los informes de Diagnóstico y Planificación de largo plazo y la actualización de la Base de Datos Regional.



De la ilustración que precede, se extraen las siguientes observaciones:

1. Realización simultánea o en paralelo de los informes de planificación (IDMP & IPLP) durante 7 meses (tareas T5 y T6).
2. La actualización de la base de datos y recolección de planes de expansión nacionales para el siguiente ciclo de planificación regional (tarea T3B), coincide con el desarrollo de la planificación de largo plazo del ciclo de planificación previo.
3. Los resultados del Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo, no son utilizados como insumos en la elaboración del Informe de Planificación.
4. El nuevo ciclo de planificación regional para el año 2 coincide con el proceso de aprobación de los informes de planificación y la preparación de los documentos de licitación para las ampliaciones aprobadas del ciclo de planificación anterior.
5. Con base en la normativa vigente no es posible iniciar un nuevo ciclo de planificación sin traslape de actividades.

En ese sentido, es necesario considerar una periodicidad diferente de los ciclos de la planificación regional, así como modificar las fechas y plazos para actualización de la base de datos regional, y elaboración de los informes. En conclusión, se evidencia la necesidad de modificar la periodicidad de anual a bienal para desarrollar los informes de planificación.

Se propone considerar la periodicidad del ciclo de la planificación regional para un esquema bienal; que considere la coordinación con las entidades nacionales para la actualización de la base de datos regional, y el tiempo necesario para la realización y publicación del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Trasmisión Regional por parte del EOR.

Después de analizar exhaustivamente las actividades involucradas en todo el ciclo de planificación regional, se ha determinado que es posible realizar todo el proceso de forma bienal.

c. Interrelación de resultados del estudio de mediano y largo plazo

Debido a los plazos establecidos actualmente en el RMER, para la elaboración de los estudios del SPTR, los informes de Diagnóstico de Mediano Plazo (DMP) y de Planificación de Largo Plazo (PLP), se realizan en forma independiente, sin que exista una relación entre sus resultados; consecuencia de esto, se generan dos listas de ampliaciones de transmisión regionales recomendadas por el EOR.

Debido a que las ampliaciones regionales de transmisión que se recomiendan en la planificación regional deben ser funcionales y de beneficio, tanto en el mediano como en el largo plazo, es necesario considerar una mejora regulatoria, que permita que los resultados de la planificación de mediano plazo sean insumos para los análisis de la planificación de



largo plazo.

Se considera que la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional, se divida en dos etapas: a) Diagnóstico de Mediano Plazo (DMP), con horizonte de estudio de tres años, y b) Planificación de Largo Plazo de la expansión de la Generación y la Transmisión Regional (PLP), con un horizonte de estudio de hasta 15 años para mejorar la evaluación económica regional de las alternativas de ampliaciones regionales. En el PLP se tendrán en consideración las ampliaciones de transmisión nacional identificadas en el DMP, a fin de validar dichas ampliaciones y complementar con las identificadas en el PLP.

8) CONCEPTOS DE LA PLANIFICACIÓN REGIONAL

a. Agrupamiento de ampliaciones para su evaluación

De lo establecido en los literales d) y e) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, pudiera evidenciarse una estrategia de expansión que engloba grupos o conjuntos de ampliaciones regionales de transmisión y por otro lado en el literal k) del numeral 10.6.1, y en los numerales 10.6.2 y 10.6.3 todos del Libro III del RMER, se establecen que los indicadores de riesgo y los indicadores técnicos y económicos, son determinados para cada una de las ampliaciones regionales, con el objeto de acreditar la conveniencia de la ampliación regional y los beneficios de la misma.

Desde el punto de vista técnico, para incrementar la capacidad operativa entre áreas de control, cuando se requiera superar más de una restricción en la red de transmisión, en la que se necesiten construir diversas ampliaciones de transmisión regional que resuelvan cada una de las limitantes de la red, es necesario evaluar el impacto técnico y económico considerando su agrupamiento.

En virtud de lo anterior, se evidencia una falta de consistencia en el RMER, en cuanto a si se debe considerar o no la asociación de ampliaciones que se complementan entre sí, del sistema de transmisión como propuestas de ampliación.

Se recomienda realizar adecuaciones al Libro III del RMER, para que sea claro en definir que, para la evaluación económica y cálculo de los beneficios atribuibles a las ampliaciones, deberán agruparse ampliaciones que sean complementarias funcionalmente o interdependientes y que solucionan las mismas restricciones de la red de transmisión, sujeto a incrementar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.

El EOR deberá identificar las ampliaciones o los grupos de ampliaciones de transmisión



regionales que muestren interdependencia funcional. Es decir, que sea un conjunto de ampliaciones regionales estrechamente asociadas a la función de conducir flujos de potencia, que faciliten mayores intercambios internacionales de energía en el MER.

b. Metodología de cálculo del Excedente del Consumidor

En relación con la definición del Excedente del Consumidor (Ec) establecida en el Glosario y numeral 10.4.1 del Libro III del RMER, se estima que no es correcto considerar la resta del Costo de Energía No Suministrada (ENS) en la formulación del cálculo, por las siguientes razones:

- Para la demanda elástica no existe energía no suministrada, ya que el suministro o no de la energía depende de las ofertas de retiro.
- Para la demanda inelástica, dado que se considera en la modelación la curva del costo del racionamiento como el pago máximo por la ENS, no se debe incluir en la formulación del excedente del consumidor la resta del costo de ENS, ya que dicho costo, está internalizado en el cálculo.

Hay inconsistencia entre la definición del Glosario del Libro I y del numeral 10.4.1 del Libro III del RMER, respecto a la formulación del cálculo del excedente del consumidor establecido en el Anexo M del Libro III del RMER. Dicha inconsistencia está en la inclusión de la resta de la valorización de la Energía No Suministrada, que está plasmada en la definición del Glosario y del numeral referido.

La formulación del cálculo del excedente del consumidor solo considera la “ganancia” o beneficio, que tiene la parte elástica de la demanda, no obstante, aproximadamente el 85% del modelo de demanda de los países, corresponde a la demanda inelástica y el 15% a la demanda elástica (excepto Panamá cuya demanda esta modelada como 100% inelástica); por lo tanto, en el cálculo de excedentes no se está cuantificando la mayor parte del beneficio de los consumidores, es decir, la que corresponde a la parte inelástica de la demanda.

El cálculo del excedente del consumidor no tiene paridad con el cálculo del excedente del productor, donde sí se toman en consideración a todos los generadores que suministran el 100% de la demanda (suministran tanto a la demanda elástica como a la inelástica).

En virtud de lo anterior:

- Se considera conveniente derogar la definición del Excedente del Consumidor en el Glosario del Libro I del RMER y ajustar el numeral 10.4.1 del Libro III del RMER, de tal forma que se tome en cuenta que no es correcto considerar la resta del Costo de

- Energía No Suministrada (ENS).
- Debe ajustarse el cálculo del Excedente del Consumidor del Anexo M, de tal manera que se tome en cuenta la demanda inelástica.

9) PROCEDIMIENTOS Y METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN REGIONAL

a. Procedimiento de planificación

Actualmente, en el numeral 10.6.1 del Libro III del RMER se establece un procedimiento general para realizar los estudios de planificación, sin diferenciar su aplicación, ya sea en el Diagnóstico de Mediano Plazo o en la Planificación de Largo Plazo. Sin embargo, considerando que son estudios con alcances diferentes, los criterios deben estar detallados de forma separada, considerando que se debe incluir un procedimiento para la Planificación Indicativa de la Generación Regional y mejorar el procedimiento actual de la Planificación Indicativa de la Transmisión Regional.

Al respecto, es necesario considerar los proyectos de generación y transmisión nacionales decididos, que se encuentran en los planes nacionales durante los primeros años del horizonte de planificación regional. Por lo anterior, se requiere considerar en firme la realización de los proyectos en el horizonte de mediano plazo (los primeros 5 años del horizonte de planificación) y dejar abierta la posibilidad de optimizar (fechas de entrada de los proyectos) los proyectos en los restantes 10 años del horizonte en el procedimiento de planificación regional de largo plazo.

Para cada uno de estos procedimientos, se deben plantear los escenarios que correspondan para poder identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM y las Ampliaciones de Transmisión Regionales.

Se debe desarrollar una metodología de detalle para hacer cumplir los objetivos y alcances de los estudios de planificación, en tal sentido, se debe considerar un texto más explícito que detalle por separado los criterios, procedimientos y metodología para el Diagnóstico de Mediano Plazo y la Planificación de Largo Plazo de la Transmisión Regional.

Se ha considerado la conveniencia de incluir, para la planificación de largo plazo de la transmisión regional, las siguientes etapas:

- a) Etapa I: Sin transferencias de energía (escenario de autosuficiencia) entre países para identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional, adicionales a las ampliaciones nacionales de transmisión propuestas en el plan nacional de expansión.

- b) Etapa II. Con transferencias, para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima (actualmente en 300 MW), para determinar Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM cumpliendo con los CCSD.
- c) Etapa III. Para alcanzar capacidades operativas de intercambio internacional, mayores a la capacidad operativa de transmisión mínima (>300 MW), se identificará la Ampliaciones de Transmisión Regionales.

Las ampliaciones de transmisión se identificarán en los primeros diez años del horizonte de planificación de largo plazo.

b. Horizonte de los estudios de planificación regional

Actualmente, el numeral 10.1.1 del Libro III del RMER establece que “...*La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario...*”. Se ha observado que un horizonte de análisis de 10 años impone inconvenientes para la evaluación económica y de beneficios de las ampliaciones de transmisión regional, puesto que se consideran muy pocos flujos de caja anuales.

Se considera que la extensión del horizonte de planificación 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. No obstante, de que el EOR está facultado para considerar un horizonte de planificación de más de 10 años, a la fecha, los informes de planificación que se han presentado contemplan un horizonte de solamente 10 años. Por lo anterior, para la planificación de largo plazo se considera conveniente ampliar el horizonte del estudio de 10 a 15 años, requiriéndose por tanto que el suministro de información para la Base de Datos Regional sea para 15 años.

Para el caso del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo, considerando que su objetivo principal es evaluar las condiciones de la red de transmisión en cuanto a la capacidad operativa de intercambio internacional y el cumplimiento de los CCSD, se considera que el horizonte de estudio debería ser de 3 años subsiguientes al primer año del periodo bienal de elaboración del estudio, en lugar de los 5 años que establece actualmente el RMER. Lo anterior con el objeto de reducir la incertidumbre de la información contenida en la base de datos, que determina el estado de la red para el mediano plazo, ya que el objetivo de este estudio es precisamente obtener un diagnóstico de la situación de la red para el mediano plazo, sabiendo que no hay posibilidades reales de gestionar la ejecución de nuevas ampliaciones de transmisión en este lapso.

c. Indicadores de evaluación económica

Se considera que no todos los criterios de evaluación establecidos en el numeral 10.6.1 y 10.6.2 ambos del Libro III del RMER, son apropiados para la planificación de la expansión de la transmisión regional o algunos de los criterios pueden modificarse para ofrecer mayor sustento a los tomadores de decisión, porque no establecen un criterio de decisión para decidir o seleccionar las ampliaciones regionales.

Se recomienda dejar claramente establecido como criterios de decisión, solamente los indicadores de evaluación siguientes:

- a. Valor Presente Neto (de la serie de costos y beneficios Sociales atribuibles a las ampliaciones regionales) > 0 ; se considera que se debe utilizar los beneficios sociales netos en lugar de los beneficios por costos operativos en la fórmula de VPN.
- b. Valor Presente Neto del Beneficio Social > 0 , atribuible a cada alternativa de ampliación regional.
- c. Tasa Interna de Retorno (relacionada al flujo de costos y beneficios Sociales atribuibles a cada alternativa de ampliación regional) $>$ Tasa de Descuento determinada por la CRIE;

Para el caso de la TIR, es conveniente indicar que en algunos casos puede ser indefinida y en tal caso, se tomarán como criterios de decisión los indicadores “a” y “b”, anteriormente citados.

Al respecto de la realización de estudios de riesgos, tanto técnicos como económicos, se observa conveniente eliminar el inciso “j” del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, ya que este tipo de análisis no es de utilidad en los estudios de expansión de la red de transmisión.

Por su parte, respecto de la Rentabilidad, el RMER no la define como criterio de decisión para la justificación de las ampliaciones regionales; adicionalmente, se considera que el criterio del Valor Presente Neto resulta más confiable en una evaluación económica; y en el caso de la asignación del pago entre los Agentes a través de los CURTR, es una etapa posterior de haber tomado la decisión de que ampliaciones regionales son seleccionadas.

Para la evaluación económica se determinó utilizar la vida útil de las ampliaciones, así como un valor remanente a descontar de cero, y promediar los costos e ingresos de los últimos tres años del horizonte de 15 años cuando estos no puedan ser simulados.

Respecto a proyectos candidatos, se debe elegir módulos de ampliación considerando los flujos de potencia requeridos y de capacidad de diseño disponible comercialmente. El EOR

en los informes de planificación, indicará el criterio técnico para definir la capacidad de transmisión a incorporar para las nuevas ampliaciones de transmisión regional, con base en las máximas sobrecargas determinadas en las simulaciones del sistema eléctrico y teniendo en cuenta, las capacidades de conductores y transformadores disponibles comercialmente para la región.

10) MEJORAS AL PROCEDIMIENTO PARA LA CLASIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE LARGO PLAZO

En cuanto a la clasificación de las ampliaciones, consignada en el RMER vigente existen aspectos que merecen revisión y ajustes de redacción.

En virtud de lo anterior, se debe establecer con claridad aspectos relacionados con los agentes que podrían hacerse cargo de las ampliaciones regionales a riesgo, cuando la concentración de los beneficios cumpla con el criterio país en superar el 80% de los beneficios.

Adicionalmente, en relación con la clasificación de las Ampliaciones Regionales a Riesgo con el criterio de concentración por Agentes, genera inconvenientes relacionados con la asignación de las ampliaciones a riesgo ubicadas en un país a uno o varios Agentes que pertenecen a otro país. Asimismo, por la experiencia obtenida de procesos de planificación anteriores, se ha identificado que los Agentes beneficiarios no muestran interés en realizar dichas ampliaciones.

Por su parte, es necesario establecer que la clasificación de las ampliaciones regionales como “*Ampliaciones Regionales Planificadas*” o “*Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial*”, sólo debe realizarse para aquellas que incrementan la capacidad operativa de intercambio internacional a valores superiores a la mínima establecida por la CRIE.

Finalmente, se considera conveniente que el RMER establezca con claridad y defina los tipos de ampliaciones que se evalúan con el SPGTR. Por lo que, se recomienda que el RMER especifique las ampliaciones regionales planificadas, ampliaciones regionales con beneficio regional parcial y ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas por el SPGTR; así como ampliaciones regionales a riesgo propuestas por iniciadores.

11) IDENTIFICACIÓN DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN NACIONAL PARA ALCANZAR Y MANTENER LA COIIM Y EVALUACIÓN DE AMPLIACIONES DE TRANSMISIÓN REGIONALES

a. Procedimientos y plazos de aprobación de ampliaciones

De conformidad con el inciso “e”, del artículo 28 del Tratado Marco, es una de las principales funciones y objetivos del EOR *“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.”*. Por su parte, los incisos b y c del artículo 22, establecen como objetivos generales de la CRIE *“Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.”* y *“Promover la competencia entre los agentes del Mercado”*. Asimismo, el inciso e del artículo 23, establece entre las facultades de la CRIE la de *“Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales.”*

De lo anterior, se extrae con claridad que, según el Tratado Marco, la formulación del plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional compete al EOR, quien debe ponerlo a disposición de los agentes del mercado. Al respecto, se identifica que dicho plan es un insumo importante en la toma de decisiones de la CRIE, con miras a cumplir con los objetivos generales que le asigna el Tratado Marco. En este orden de ideas, una vez formalizado y publicado el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional por parte del EOR, la CRIE deberá considerarlo para tomar aquellas decisiones que promuevan el desarrollo y consolidación del mercado.

b. Publicación del Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional

Se estima conveniente que, a la luz de lo establecido del TM, el EOR ponga a disposición de los Agentes, el PEGTR, para lo cual debe observar lo establecido en el numeral 1.8.1.1 del Libro I del RMER, toda vez que se considera que la publicación en la página web del EOR es un medio de difusión eficiente, efectivo y expedito del proceso de difusión.

c. Requerimiento de estudios ambientales

Referente a lo establecido en el inciso i) del Numeral 10.6.3, del Libro III del RMER, se considera que, identificar el impacto ambiental de una ampliación de transmisión no debe formar parte de los estudios de planificación regional, ya que está fuera de su alcance considerando que requiere al menos evaluaciones de campo; por lo tanto, más bien corresponde a una etapa de ejecución de las ampliaciones durante la pre-ingeniería o diseño de las ampliaciones. No obstante, es conveniente considerar únicamente en los estudios de planificación, la existencia de áreas naturales protegidas.



Se considera que este requerimiento de los estudios ambientales se traslade oportunamente al numeral 11.4 del Libro III del RMER, relativo a la ejecución de las Ampliaciones de Transmisión regional.

12) PUBLICACIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

Derivado de la relevancia del presente informe y su correspondiente propuesta de mejora normativa, se considera que debe ponerse a disposición de todos los interesados, mediante su publicación en la página web de la CRIE, con al menos dos meses de antelación al periodo de recepción de comentarios y observaciones de la consulta pública que para el efecto se ordene. Lo anterior, con el objeto de lograr una efectiva socialización de la propuesta de mejora normativa. Ello en consistencia con el principio de transparencia y de oportunidad que la CRIE observa en sus actos al dar a conocer las propuestas normativas de forma diligente y en el momento oportuno, velando además por la certeza jurídica en todos los procesos de mejora normativa que se desarrollan; lo anterior con miras en una mejor y más efectiva participación en la consulta pública respectiva.

13) PROPUESTA DE MEJORA NORMATIVA

Con base en los análisis contenidos en el romano VI de este informe, se considera conveniente modificar el RMER de la siguiente manera:

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

Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión.

2. Modificar la denominación de *Ampliación*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por ***Ampliación del primer sistema de transmisión regional.***
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 de un elemento de Transmisión.***

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 entre la Línea SIEPAC y las instalaciones de los agentes, comprende el conjunto de líneas equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares que son necesarios para materializar la vinculación de las instalaciones de los agentes en uno o varios puntos determinados de la línea SIEPAC.

6. Modificar la definición de **Empresa de Transmisión Regional**, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

Empresa de Transmisión Regional

Empresa propietaria de Ampliaciones de Transmisión Regional.

7. Derogar la definición de **Excedente del consumidor**, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER.
8. 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 realizar una Ampliación a Riesgo o una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial.

9. 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 que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regionales y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.



10. 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 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 Regional para alcanzar y mantener la COIIM.

11. 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.

12. Adicionar la definición de ***Plantas 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:

Plantas de generación eléctrica 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 diferente a donde se encuentra ubicado el comprador o compradores.

13. 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*”.

14. 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



15. 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*”.
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 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 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 autorización de la Ampliación Regional Planificada, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación;

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

f) Autorizar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son propuestas por un Iniciador, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez autorizada 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;

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, incluyéndose la línea SIEPAC, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional;

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, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les 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.

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 El objetivo del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios:

- 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 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 COIM 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.

- 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 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 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 un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país, que el EOR solicite a la entidad nacional competente encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional.

- c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo con las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE.

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.

10.1.3 Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes:

- 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;

- 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; y
- 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 regional.

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 20 días hábiles, una única vez, por causas debidamente justificadas.

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.

10.1.4 Otros hitos del proceso de planificación regional, son los siguientes:

- 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 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;
- b) El EOR utilizará el valor de la tasa de descuento vigente;
- c) 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.

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.

10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo

10.2.1 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo

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 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;
- 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;
- d) Identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, 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 o de la generación;
- 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 condiciones operativas de las 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 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 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.

10.2.2 Lineamientos de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo

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 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 CCSD, 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 conclusiones sobre las reservas de potencia reactiva y se determinarán en forma preliminar las estrategias de compensación reactiva que sean convenientes.



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

10.3.1 Alcance de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo

10.3.1.1 Los alcances de la Planificación de la Transmisión Regional de largo plazo, permitirán identificar las Ampliaciones de la Transmisión Regional que:

- 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;
- b) Cumplan con los CCSD a nivel regional. El proceso de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, debe considerar las revisiones técnicas de los Comités Técnicos del EOR acerca de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas en los estudios de diagnóstico de mediano plazo;
- 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 ampliaciones de transmisión nacional 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;
- d) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional, como la medida del Beneficio Social asociado.

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, 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 Mediano Plazo y las revisiones técnicas efectuadas por los Comités Técnicos del EOR.

10.3.2 Lineamientos para la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.

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



- a) Considerar la planificación indicativa de la generación regional;
- b) La Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, evitará 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) El estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo debe considerar:
 - i) la información relacionada con la planificación de la generación y transmisión nacionales; ii) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones; y iii) las autorizaciones de ampliaciones de transmisión nacionales y regionales;
- 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 y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, asociadas a las transacciones internacionales de energía.

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.

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 utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, 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 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.

10.3.3 Conceptos a considerar en la planificación de largo plazo

10.3.3.1 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 costo marginal. El cálculo del excedente del consumidor se realizará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.

10.3.3.2 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.

10.3.3.3 El Beneficio Social se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores.

10.3.3.4 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. El Costo de Energía No Suministrada se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L del Libro III.

10.3.3.5 El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento que se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J del Libro III. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de los riesgos del conjunto de los Países Miembros.

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.

10.3.3.7 El EOR deberá identificar los grupos de ampliaciones de transmisión asociados a una alternativa de expansión de la capacidad de transmisión regional, que



independientemente de la relación de pertenencia a las redes de transmisión nacionales o regionales, muestren interdependencia funcional, operativa y económica, asociada a la función de conducir flujos de potencia de las posibles transacciones económicas internacionales en el MER.

10.3.4 Procedimiento para la Planificación de Largo Plazo

10.3.4.1 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 del numeral 10.2;
- c) Planificación indicativa de la expansión de la generación regional;
- d) Planificación indicativa de la expansión de la transmisión regional;
- e) Clasificación de las ampliaciones de transmisión de la alternativa de expansión seleccionada; y
- f) Identificación de las ampliaciones de la transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas y de las ampliaciones de la transmisión regional recomendadas.

10.3.4.2 Se conformará una Base de Datos Regional, de la siguiente manera:

- a) La conformación de la Base de Datos Regional utilizará:
 - 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 de cada uno de los países del MER;
 - 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 de planificación de cada uno de los países del MER; y
 - iii. datos de fuentes propias.
- b) 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. El EOR solicitará a las entidades nacionales de Planificación, una certificación del contenido de los planes nacionales de expansión.
- c) El EOR utilizará el valor de la tasa de descuento vigente.

- d) El EOR considerará las políticas de integración eléctrica en el contexto regional y sobre el desarrollo futuro de los sistemas de suministro eléctrico (generación e interconexiones internacionales no pertenecientes al MER), que sean informadas por el CDMER.

10.3.4.3 El EOR realizará la planificación indicativa de la generación regional para un horizonte de quince (15) años, con base a lo siguiente:

- a) Definición del escenario base de suministro eléctrico:

La formulación del escenario base debe contemplar la proyección de la demanda y su desagregación en la RTR, la penetración de recursos primarios de energía renovables variables y su correspondiente requerimiento adicional de reserva, tasa de descuento, Costo de Energía No Suministrada, planes nacionales de expansión de la generación con sus correspondientes fechas de entrada en servicio y compromisos de generación.

Respecto a los planes nacionales de expansión de la generación:

- i. para el periodo de mediano plazo (los primeros 5 años del horizonte de planificación), se deben considerar en firme los proyectos de generación nacional que cumplan con al menos uno de los siguientes criterios: se encuentren en construcción, posean un contrato de suministro o cuenten con financiamiento aprobado para su desarrollo;
- ii. para el periodo de largo plazo (los 10 años restantes del horizonte), los proyectos de expansión de generación nacionales se considerarán en el modelo de optimización, opcionalmente como firmes o como candidatos, siempre que tengan la posibilidad de desarrollarse.

- b) Formulación de los escenarios de generación:

Con el escenario base y con la política de integración eléctrica del CDMER o con las premisas técnicas mínimas que emita el EOR, este último definirá los escenarios que sean representativos, conforme a lo siguiente:

- i. escenarios con transferencias de corto plazo entre los países: contemplar un escenario de intercambio de energía (de oportunidad y de contratos con compromiso de suministro hasta de 5 años) entre los países y utilizando la capacidad de intercambio entre áreas de control igual a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima;
- ii. escenarios de expansión regional: se analizarán alternativas de suministro eléctrico utilizando las capacidades de generación de uno o más países del



MER, para cubrir la demanda de otro u otros de los países, a través de la RTR, suponiendo distintas capacidades de las interconexiones internacionales, superiores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros, desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y escenarios de transferencias con las interconexiones extraregionales.

c) Evaluación de los escenarios de expansión de la generación:

Para los escenarios definidos en el literal b) se deberá considerar, lo siguiente:

- i. la RTR en forma simplificada utilizando solamente la capacidad de intercambio entre áreas de control y cumplir los criterios de reserva rodante establecida en 16.2.7.9 del Libro III;
- ii. asignar una probabilidad asociada que permita ponderar cuantitativamente su beneficio social y su impacto en las evaluaciones económicas y comparación relativa de las mismas;
- iii. para cada escenario de generación propuesto se realizarán estudios de optimización de mínimo costo para los proyectos de generación, donde se evalúan a Valor Presente los costos de inversión de plantas de generación, los costos de operación y los Costos de la Energía No Suministrada; y
- iv. el producto principal de la planificación indicativa de la generación regional, son los planes de expansión de la generación para cada uno de los escenarios representativos del universo de soluciones factibles y estratégicas y que servirán de base para desarrollar la planificación de la expansión de transmisión regional.

d) Consulta a los Comités Técnicos:

El EOR solicitará a los Comités Técnicos (CTPEG y CTPET), su opinión sobre la formulación de los escenarios y sus resultados.

e) Selección de escenario de generación para el uso de sus resultados en la Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional. En coordinación con el CDMER, el EOR decidirá el escenario de expansión de la generación para desarrollar la planificación de la expansión de la transmisión regional, tomando en consideración las opiniones de los Comités Técnicos (CTPEG y CTPET). El conjunto mínimo de escenarios a considerar en dicha selección es:

- i. un escenario con transferencias de corto plazo entre los países respetando la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros; y



- ii. un escenario de expansión regional incrementando la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros.

10.3.4.4 El EOR realizará la Planificación de la Expansión Indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo, conforme a lo siguiente:

a) Se tomarán como datos de entrada:

- i. un escenario de generación para el uso de sus resultados en la Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional;
- ii. los planes de expansión de la transmisión nacional vigentes, de los respectivos países miembros;
- iii. las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM que sean identificadas por el EOR en los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo;
- iv. las interconexiones eléctricas del MER con los mercados extraregionales, existentes y futuras;
- v. las ampliaciones de transmisión regional aprobadas; y
- vi. las áreas naturales protegidas.

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.

c) Respecto de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM:

Para el periodo de planificación de la transmisión regional, considerar en firme a las ampliaciones de transmisión nacional 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 para alcanzar y mantener la COIIM en el largo plazo.

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:

- i. etapa I: identificación de las ampliaciones de transmisión nacionales 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;
- 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 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.

e) Estudios de expansión indicativa de la transmisión regional:

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:

- 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 de transmisión regional que minimicen los costos de inversión y operación.
- 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:

(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;

- (2) los estudios eléctricos permitirán analizar el funcionamiento en estado estable de la RTR con los modelos de estudios eléctricos, determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la capacidad operativa de transmisión regional para cumplir con los CCSD;
- (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;
- (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
- (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.

iii. una vez identificadas las ampliaciones regionales y nacionales, el EOR verificará el cumplimiento de los CCSD y de la capacidad de transmisión regional objetivo de intercambio internacional mínima.

10.3.4.5 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:

- a) Se simulará el funcionamiento del MER, para cada uno de los escenarios de referencia previstos para la planificación de la expansión indicativa 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;
- b) Determinar el Valor Presente Neto del flujo de caja de ingresos y egresos de cada alternativa de expansión regional o alternativamente, de los beneficios incrementales respecto al escenario sin expansión;
- c) Se analizará la sensibilidad del Valor Presente Neto indicado en el literal b) que antecede, para cada alternativa de expansión regional con relación a variaciones de los parámetros de entrada incluyendo como mínimo el crecimiento de la demanda,

proyecciones de costos de combustibles, interconexiones internacionales del MER con otros países y demora de los proyectos de generación o transmisión;

- d) Con base en los resultados de las evaluaciones anteriores, establecer un orden de mérito de las alternativas de expansión regional de la red de transmisión mediante la aplicación del método de minimización del máximo costo de arrepentimiento, considerando el valor esperado de los Beneficios Sociales netos;
- e) Para cada alternativa de expansión regional, verificar el cumplimiento de al menos dos de los siguientes criterios:
 - i. el Valor Presente Neto de la serie de costos de operación y mantenimiento, costos variables de combustibles y costo de la ENS, asociado a la situación sin proyecto sea mayor que el valor presente de la suma de costos de capital, costos de operación y mantenimiento, costos variables de combustibles y costo de la ENS, asociado a la situación con proyecto;
 - ii. el Valor Presente Neto del Beneficio Social neto sea mayor que cero atribuible a cada alternativa de expansión regional. El Beneficio Social neto de una alternativa de expansión regional se calcula como la diferencia del Beneficio Social con proyecto menos el Beneficio Social sin proyecto. Para este efecto, el indicador se calculará considerando el costo total asociado a cubrir la demanda con la generación y transmisión construida o en construcción menos los costos de capital, operación y mantenimiento y energía no suministrada asociados a la expansión. Para el cálculo del Valor Presente Neto se usará la tasa de descuento vigente; y
 - iii. la TIR atribuible a cada alternativa de expansión regional sea mayor que la Tasa de Descuento determinada por la CRIE, entendiéndose para este efecto, que la TIR es la tasa de rendimiento que reduce a cero el valor presente de la serie de costos de inversión y beneficios sociales netos; su cálculo se obtiene utilizando el flujo de costos y beneficios atribuibles a las ampliaciones regionales.

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 el análisis de dicha alternativa de expansión.

- f) La selección de la alternativa de expansión de la transmisión regional se efectuará con base en el mérito por minimización del máximo costo de arrepentimiento y en el cumplimiento de los criterios económicos del literal e) que antecede.



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:

- a) Incluir en la lista las ampliaciones regionales de transmisión, las ampliaciones individuales o grupales, para las cuales se cumplan los criterios de la evaluación económica establecidos en el literal e) del numeral 10.3.4.5 que antecede y cuya puesta en servicio debería ser a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación;
- 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;
- 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 identificadas según el procedimiento descrito en el literal b) anterior, serán incluidas en una lista de ampliaciones regionales con beneficio regional parcial; y
- 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.

10.3.4.7 El EOR incluirá en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo 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:

- a) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio;
- b) Costo estimado de la ampliación regional junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar la factibilidad de la ampliación regional con el costo estimado de la ampliación regional;
- c) La evaluación que permita acreditar la conveniencia de la ampliación regional y los beneficios que la obra introducirá para los Agentes;
- d) El diseño general de las instalaciones propuestas que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión



- establecidas en las regulaciones nacionales de los países donde se construirá la ampliación regional;
- e) Enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación regional propuesta; y
 - f) Consideración de las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.

El EOR deberá elaborar criterios que permitan dar un orden de prioridad a las Ampliaciones Regionales Planificadas que integran la lista de ampliaciones recomendadas. Los criterios adoptados deberán ser detallados en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo de la Transmisión Regional.

10.4 Proyección de la Demanda

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.

10.4.2 Será responsabilidad del EOR 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.

10.4.3 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 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.

10.5 Modelos para la Planificación



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.

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.

10.6 Coordinación con las Ampliaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional

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.

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.

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 máximo el Ingreso Autorizado Regional. La CRIE actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.

10.6.4 Las 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 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.

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.

- 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 la RTR

11.1 Generalidades

11.1.1 Las ampliaciones de la RTR se clasifican en los siguientes tipos:

- 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 establecidos en el RMER, las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente;
- 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, 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;
- 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 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;

- d) Ampliaciones a Riesgo propuestas 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.

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 a Riesgo que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional que sean propuestas por los Iniciadores y las Ampliaciones Regionales con beneficio regional parcial, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme a la metodología de cargos vigente.

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.

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 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.

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.

11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y de Ampliaciones a Riesgo

11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial

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 la metodología de cargos vigente.

11.3.2 Autorización de Ampliaciones a Riesgo

11.3.2.1 Un Iniciador de una 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.

11.3.2.2 El Iniciador interesado en construir una ampliación a riesgo podrá solicitar al EOR, la verificación que la ampliación formará parte de la RTR a partir de su operación comercial.

11.3.2.3 Una vez el EOR determinó 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.



11.3.2.4 La solicitud para realizar 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) 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 ubiquen las respectivas instalaciones;
- c) Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;
- d) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio; y
- e) El costo estimado de la ampliación.

11.3.2.5 Un Iniciador puede solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme la metodología de cargos vigente, debiendo demostrar con los estudios respectivos que la ampliación propuesta formará parte de la RTR, incrementará la capacidad operativa de intercambio internacional mínima y la misma tendrá un Beneficio Social positivo.

24. Modificar los romanos “*ii.*” y “*iii.*” del literal a) del numeral 12.2.6 del Libro III del RMER, para que se lean de la siguiente forma:

- ii. Los pagos a cada Agente Transmisor propietario de Ampliaciones Regionales Planificadas;
- iii. Los pagos a cada Agente Transmisor propietario de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;

25. 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 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 de la Expansión Indicativo 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;



26. 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.

27. 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;

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

29. 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.

30. 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.



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

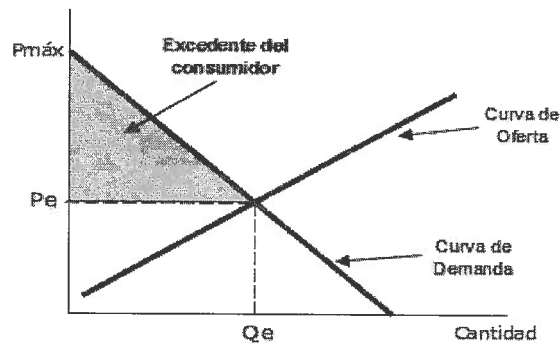
M.5 Cálculo del excedente del consumidor

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 ABC 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 ($P_e * Q_e$):

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

Lin

ed.

[Handwritten mark]

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:

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

Donde:

p_{mg} : es el precio marginal del sistema

C_v : costo variable de los generadores de cada uno de los generadores ($v_1, v_2, (\dots), v_k$)

g : 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

α : 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"

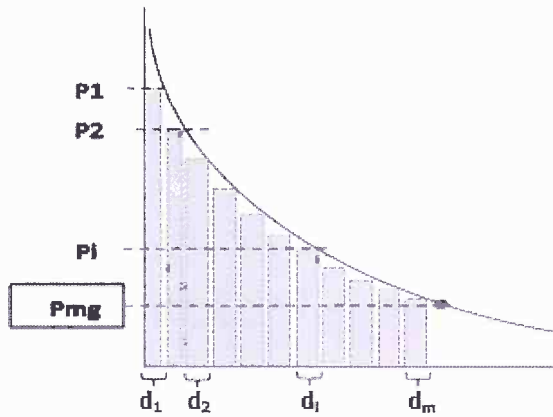
Específicamente, el excedente del consumidor de la característica elástica resulta ser:

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

Fin

Ed.

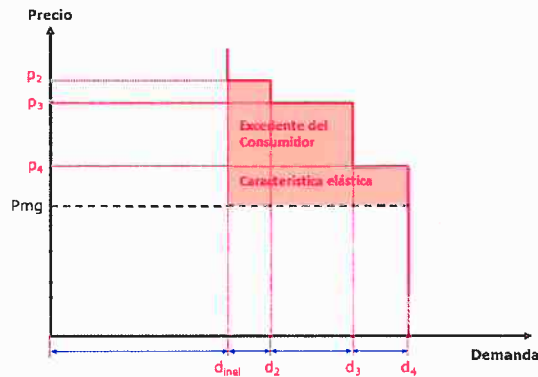
ff



Como la expresión $B \cdot p_m^\alpha$ 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.



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

Excedente del consumidor para la característica inelástica

[Handwritten signature]

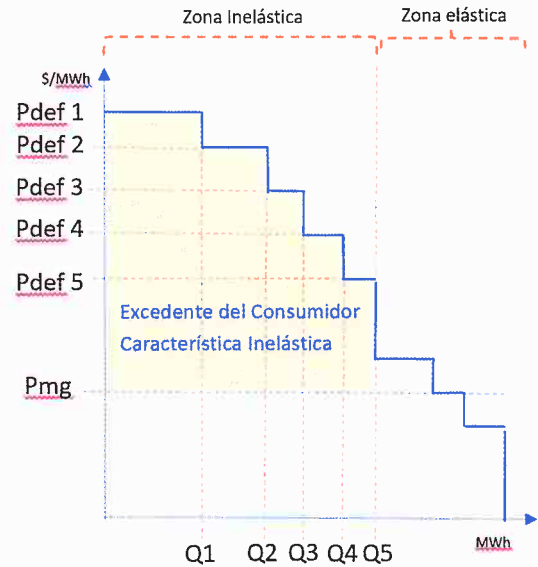
Ed.

[Handwritten signature]

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.

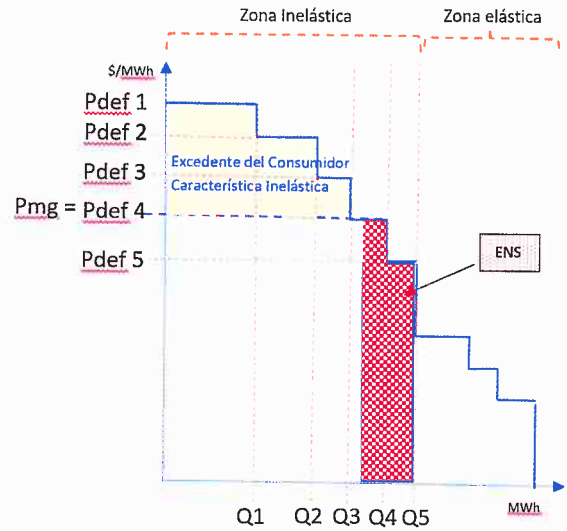
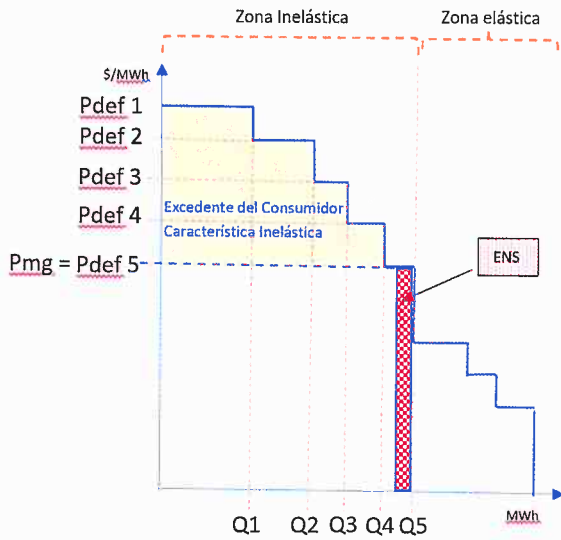


Para el caso de ocurrir ENS el precio marginal del sistema será igual al costo de la Energía no Suministrada del escalón que se halla activado por lo que para ese escalón el excedente del consumidor es igual a cero. Lo mismo ocurrirá para los escalones que tengan un costo inferior al precio del sistema.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

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



VII. CONCLUSIÓN

Luego de la revisión y evaluación que se ha realizado de la Regulación Regional con relación al Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR), se ha identificado necesario y conveniente realizar mejoras a dicho cuerpo normativo con relación al SPGTR.

VIII. RECOMENDACIONES

1. Publicar en el sitio web de la CRIE el presente informe de diagnóstico ***“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RMER, RELACIONADA CON EL SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL”***, durante dos meses previo al periodo de consulta pública.
2. Someter a proceso de Consulta Pública la propuesta normativa anexa al presente informe.

[Firma]

[Firma]

[Firma]

IX. 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

Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión.

2. Modificar la denominación de *Ampliación*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER por *Ampliación del primer sistema de transmisión regional*.
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 de un elemento de Transmisión*.
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 entre la Línea SIEPAC y las instalaciones de los agentes, comprende el conjunto de líneas equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares que son necesarios para materializar la vinculación de las instalaciones de los agentes en uno o varios puntos determinados de la línea SIEPAC.

6. Modificar la definición de *Empresa de Transmisión Regional*, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER, de la siguiente forma:

Empresa de Transmisión Regional

Empresa propietaria de Ampliaciones de Transmisión Regional.



7. Derogar la definición de **Excedente del consumidor**, establecida en la sección de “Definiciones” del “Glosario” del Libro I del RMER.
8. 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 realizar una Ampliación a Riesgo o una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial.

9. 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 que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regionales y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.

10. 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 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.

11. 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.



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

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 diferente a donde se encuentra ubicado el comprador o compradores.

13. 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*”.
14. 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

15. 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*”.
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 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 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 autorización de la Ampliación Regional Planificada, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación;

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

f) Autorizar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son propuestas por un Iniciador, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez autorizada 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;

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, incluyéndose la línea SIEPAC, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional;

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, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les 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.

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 El objetivo del Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios:

- 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 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.
- 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 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 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 un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país, que el EOR solicite a la entidad nacional competente encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional.



- c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo con las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE.

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.

10.1.3 Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes:

- 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;
- 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 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.

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 20 días hábiles, una única vez, por causas debidamente justificadas.

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.



10.1.4 Otros hitos del proceso de planificación regional, son los siguientes:

- 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 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;
- b) El EOR utilizará el valor de la tasa de descuento vigente;
- c) 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.

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.

10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo

10.2.1 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo

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 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;
- 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;
- d) Identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, 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 o de la generación;
- 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 condiciones operativas de las 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 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 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.

10.2.2 Lineamientos de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo

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 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 CCSD, 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 conclusiones sobre las reservas de potencia reactiva y se determinarán en forma preliminar las estrategias de compensación reactiva que sean convenientes.

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

10.3.1 Alcance de la Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo

10.3.1.1 Los alcances de la Planificación de la Transmisión Regional de largo plazo, permitirán identificar las Ampliaciones de la Transmisión Regional que:

- 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;
- b) Cumplan con los CCSD a nivel regional. El proceso de Planificación de la Transmisión Regional de Largo Plazo, debe considerar las revisiones técnicas de los Comités Técnicos del EOR acerca de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas en los estudios de diagnóstico de mediano plazo;
- 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 ampliaciones de transmisión nacional 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;

- d) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional, como la medida del Beneficio Social asociado.

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, 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 Mediano Plazo y las revisiones técnicas efectuadas por los Comités Técnicos del EOR.

10.3.2 Lineamientos para la Planificación de la Expansión Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo.

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

- a) Considerar la planificación indicativa de la generación regional;
- b) La Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, evitará 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) El estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo debe considerar:
 - i) la información relacionada con la planificación de la generación y la transmisión nacionales; ii) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones; y iii) las autorizaciones de ampliaciones de transmisión nacionales y regionales;
- 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 y estaciones de



compensación de potencia reactiva y control de tensión, asociadas a las transacciones internacionales de energía.

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.

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 utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, 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 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.

10.3.3 Conceptos a considerar en la planificación de largo plazo

10.3.3.1 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 costo marginal. El cálculo del excedente del consumidor se realizará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.



10.3.3.2 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.

10.3.3.3 El Beneficio Social se calcula como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores.

10.3.3.4 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. El Costo de Energía No Suministrada se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L del Libro III.

10.3.3.5 El valor presente neto de las series de costos y beneficios se determinará usando una tasa de descuento que se calculará mediante la metodología establecida en el Anexo J del Libro III. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de los riesgos del conjunto de los Países Miembros.

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.

10.3.3.7 El EOR deberá identificar los grupos de ampliaciones de transmisión asociados a una alternativa de expansión de la capacidad de transmisión regional, que independientemente de la relación de pertenencia a las redes de transmisión nacionales o regionales, muestren interdependencia funcional, operativa y económica, asociada a la función de conducir flujos de potencia de las posibles transacciones económicas internacionales en el MER.

10.3.4 Procedimiento para la Planificación de Largo Plazo

10.3.4.1 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 del numeral 10.2;
- c) Planificación indicativa de la expansión de la generación regional;
- d) Planificación indicativa de la expansión de la transmisión regional;
- e) Clasificación de las ampliaciones de transmisión de la alternativa de expansión seleccionada; y
- f) Identificación de las ampliaciones de la transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas y de las ampliaciones de la transmisión regional recomendadas.



10.3.4.2 Se conformará una Base de Datos Regional, de la siguiente manera:

- a) La conformación de la Base de Datos Regional utilizará:
 - 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 de cada uno de los países del MER;
 - ii. los informes de planificación de la expansión de la generación y la transmisión nacional actualizados al momento de conformar la Base de Datos Regional, de acuerdo con lo establecido por la entidad nacional de planificación de cada uno de los países del MER; y
 - iii. datos de fuentes propias.
- b) 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. El EOR solicitará a las entidades nacionales de Planificación, una certificación del contenido de los planes nacionales de expansión.
- c) El EOR utilizará el valor de la tasa de descuento vigente.
- d) El EOR considerará las políticas de integración eléctrica en el contexto regional y sobre el desarrollo futuro de los sistemas de suministro eléctrico (generación e interconexiones internacionales no pertenecientes al MER), que sean informadas por el CDMER.

10.3.4.3 El EOR realizará la planificación indicativa de la generación regional para un horizonte de quince (15) años, con base a lo siguiente:

- a) Definición del escenario base de suministro eléctrico:

La formulación del escenario base debe contemplar la proyección de la demanda y su desagregación en la RTR, la penetración de recursos primarios de energía renovables variables y su correspondiente requerimiento adicional de reserva, tasa de descuento, Costo de Energía No Suministrada, planes nacionales de expansión de la generación con sus correspondientes fechas de entrada en servicio y compromisos de generación.

Respecto a los planes nacionales de expansión de la generación:



- i. para el periodo de mediano plazo (los primeros 5 años del horizonte de planificación), se deben considerar en firme los proyectos de generación nacional que cumplan con al menos uno de los siguientes criterios: se encuentren en construcción, posean un contrato de suministro o cuenten con financiamiento aprobado para su desarrollo;
- ii. para el periodo de largo plazo (los 10 años restantes del horizonte), los proyectos de expansión de generación nacionales se considerarán en el modelo de optimización, opcionalmente como firmes o como candidatos, siempre que tengan la posibilidad de desarrollarse.

b) Formulación de los escenarios de generación:

Con el escenario base y con la política de integración eléctrica del CDMER o con las premisas técnicas mínimas que emita el EOR, este último definirá los escenarios que sean representativos, conforme a lo siguiente:

- i. escenarios con transferencias de corto plazo entre los países: contemplar un escenario de intercambio de energía (de oportunidad y de contratos con compromiso de suministro hasta de 5 años) entre los países y utilizando la capacidad de intercambio entre áreas de control igual a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima;
- ii. escenarios de expansión regional: se analizarán alternativas de suministro eléctrico utilizando las capacidades de generación de uno o más países del MER, para cubrir la demanda de otro u otros de los países, a través de la RTR, suponiendo distintas capacidades de las interconexiones internacionales, superiores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros, desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional y escenarios de transferencias con las interconexiones extraregionales.

c) Evaluación de los escenarios de expansión de la generación:

Para los escenarios definidos en el literal b) se deberá considerar, lo siguiente:

- i. la RTR en forma simplificada utilizando solamente la capacidad de intercambio entre áreas de control y cumplir los criterios de reserva rodante establecida en 16.2.7.9 del Libro III;
- ii. asignar una probabilidad asociada que permita ponderar cuantitativamente su beneficio social y su impacto en las evaluaciones económicas y comparación relativa de las mismas;
- iii. para cada escenario de generación propuesto se realizarán estudios de optimización de mínimo costo para los proyectos de generación, donde se



- evalúan a Valor Presente los costos de inversión de plantas de generación, los costos de operación y los Costos de la Energía No Suministrada; y
- iv. el producto principal de la planificación indicativa de la generación regional, son los planes de expansión de la generación para cada uno de los escenarios representativos del universo de soluciones factibles y estratégicas y que servirán de base para desarrollar la planificación de la expansión de la transmisión regional.

d) Consulta a los Comités Técnicos:

El EOR solicitará a los Comités Técnicos (CTPEG y CTPET), su opinión sobre la formulación de los escenarios y sus resultados.

e) Selección de escenario de generación para el uso de sus resultados en la Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional. En coordinación con el CDMER, el EOR decidirá el escenario de expansión de la generación para desarrollar la planificación de la expansión de la transmisión regional, tomando en consideración las opiniones de los Comités Técnicos (CTPEG y CTPET). El conjunto mínimo de escenarios a considerar en dicha selección es:

- iii. un escenario con transferencias de corto plazo entre los países respetando la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros; y
- iv. un escenario de expansión regional incrementando la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre Países Miembros.

10.3.4.4 El EOR realizará la Planificación de la Expansión Indicativa de la Transmisión Regional de Largo Plazo, conforme a lo siguiente:

a) Se tomarán como datos de entrada:

- i. un escenario de generación para el uso de sus resultados en la Planificación de la Expansión de la Transmisión Regional;
- ii. los planes de expansión de la transmisión nacional vigentes, de los respectivos países miembros;
- iii. las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM que sean identificadas por el EOR en los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo;
- iv. las interconexiones eléctricas del MER con los mercados extraregionales, existentes y futuras;
- v. las ampliaciones de transmisión regional aprobadas; y
- vi. las áreas naturales protegidas.



- b) Respeto 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.

- c) Respeto de las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM:

Para el periodo de planificación de la transmisión regional, considerar en firme a las ampliaciones de transmisión nacional 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 para alcanzar y mantener la COIIM en el largo plazo.

- 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:

- i. etapa I: identificación de las ampliaciones de transmisión nacionales 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;
- 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 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.

- e) Estudios de la expansión indicativa de la transmisión regional:



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:

- 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 de transmisión regional que minimicen los costos de inversión y operación.
- 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:
 - (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;
 - (2) los estudios eléctricos permitirán analizar el funcionamiento en estado estable de la RTR con los modelos de estudios eléctricos, determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la capacidad operativa de transmisión regional para cumplir con los CCSD;
 - (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;
 - (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
 - (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.



- iii. una vez identificadas las ampliaciones regionales y nacionales, el EOR verificará el cumplimiento de los CCSD y de la capacidad de transmisión regional objetivo de intercambio internacional mínima.

10.3.4.5 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:

- a) Se simulará el funcionamiento del MER, para cada uno de los escenarios de referencia previstos para la planificación de la expansión indicativa 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;
- b) Determinar el Valor Presente Neto del flujo de caja de ingresos y egresos de cada alternativa de expansión regional o alternativamente, de los beneficios incrementales respecto al escenario sin expansión;
- c) Se analizará la sensibilidad del Valor Presente Neto indicado en el literal b) que antecede, para cada alternativa de expansión regional con relación a variaciones de los parámetros de entrada incluyendo como mínimo el crecimiento de la demanda, proyecciones de costos de combustibles, interconexiones internacionales del MER con otros países y demora de los proyectos de generación o transmisión;
- d) Con base en los resultados de las evaluaciones anteriores, establecer un orden de mérito de las alternativas de expansión regional de la red de transmisión mediante la aplicación del método de minimización del máximo costo de arrepentimiento, considerando el valor esperado de los Beneficios Sociales netos;
- e) Para cada alternativa de expansión regional, verificar el cumplimiento de al menos dos de los siguientes criterios:
 - i. el Valor Presente Neto de la serie de costos de operación y mantenimiento, costos variables de combustibles y costo de la ENS, asociado a la situación sin proyecto sea mayor que el valor presente de la suma de costos de capital, costos de operación y mantenimiento, costos variables de combustibles y costo de la ENS, asociado a la situación con proyecto;
 - ii. el Valor Presente Neto del Beneficio Social neto sea mayor que cero atribuible a cada alternativa de expansión regional. El Beneficio Social neto de una



alternativa de expansión regional se calcula como la diferencia del Beneficio Social con proyecto menos el Beneficio Social sin proyecto. Para este efecto, el indicador se calculará considerando el costo total asociado a cubrir la demanda con la generación y transmisión construida o en construcción menos los costos de capital, operación y mantenimiento y energía no suministrada asociados a la expansión. Para el cálculo del Valor Presente Neto se usará la tasa de descuento vigente; y

- iii. la TIR atribuible a cada alternativa de expansión regional sea mayor que la Tasa de Descuento determinada por la CRIE, entendiéndose para este efecto, que la TIR es la tasa de rendimiento que reduce a cero el valor presente de la serie de costos de inversión y beneficios sociales netos; su cálculo se obtiene utilizando el flujo de costos y beneficios atribuibles a las ampliaciones regionales.

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 el análisis de dicha alternativa de expansión.

- f) La selección de la alternativa de expansión de la transmisión regional se efectuará con base en el mérito por minimización del máximo costo de arrepentimiento y en el cumplimiento de los criterios económicos del literal e) que antecede.

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:

- a) Incluir en la lista las ampliaciones regionales de transmisión, las ampliaciones individuales o grupales, para las cuales se cumplan los criterios de la evaluación económica establecidos en el literal e) del numeral 10.3.4.5 que antecede y cuya puesta en servicio debería ser a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación;
- 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;
- 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 identificadas según el procedimiento descrito en el literal b) anterior, serán incluidas en una lista de ampliaciones regionales con beneficio regional parcial; y

- 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.

10.3.4.7 El EOR incluirá en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo 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:

- a) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio;
- b) Costo estimado de la ampliación regional junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar la factibilidad de la ampliación regional con el costo estimado de la ampliación regional;
- c) La evaluación que permita acreditar la conveniencia de la ampliación regional y los beneficios que la obra introducirá para los Agentes;
- d) El diseño general de las instalaciones propuestas que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión establecidas en las regulaciones nacionales de los países donde se construirá la ampliación regional;
- e) Enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación regional propuesta; y
- f) Consideración de las áreas naturales protegidas, según los criterios fijados en el Capítulo 15 de este Libro.

El EOR deberá elaborar criterios que permitan dar un orden de prioridad a las Ampliaciones Regionales Planificadas que integran la lista de ampliaciones recomendadas. Los criterios adoptados deberán ser detallados en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo de la Transmisión Regional.

10.4 Proyección de la Demanda

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.

10.4.2 Será responsabilidad del EOR 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.

10.4.3 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 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.

10.5 Modelos para la Planificación

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.

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.

10.6 Coordinación con las Ampliaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional

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.

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.



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 máximo el Ingreso Autorizado Regional. La CRIE actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.

10.6.4 Las 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 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.

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.

- 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 la RTR

11.1 Generalidades

11.1.1 Las ampliaciones de la RTR se clasifican en los siguientes tipos:



- 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 establecidos en el RMER, las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente;
- 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, 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;
- 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 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;
- d) Ampliaciones a Riesgo propuestas 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.

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 a Riesgo que producen un Beneficio Social positivo en el ámbito regional que sean propuestas por los Iniciadores y las Ampliaciones Regionales con beneficio regional parcial, tendrán derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional parcial conforme a la metodología de cargos vigente.

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.

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 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.

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.

11.3 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y de Ampliaciones a Riesgo

11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial

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 la metodología de cargos vigente.

11.3.2 Autorización de Ampliaciones a Riesgo

11.3.2.1 Un Iniciador de una 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.

11.3.2.2 El Iniciador interesado en construir una ampliación a riesgo podrá solicitar al EOR, la verificación que la ampliación formará parte de la RTR a partir de su operación comercial.

11.3.2.3 Una vez el EOR determiné 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.

11.3.2.4 La solicitud para realizar 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) 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 ubiquen las respectivas instalaciones;
- c) Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;
- d) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio; y
- e) El costo estimado de la ampliación.

11.3.2.5 Un Iniciador puede solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme la metodología de cargos vigente, debiendo demostrar con los estudios respectivos que la ampliación propuesta formará parte de la RTR, incrementará la capacidad operativa de intercambio internacional mínima y la misma tendrá un Beneficio Social positivo.



24. Modificar los romanos “ii.” y “iii.” del literal a) del numeral 12.2.6 del Libro III del RMER, para que se lean de la siguiente forma:

ii. Los pagos a cada Agente Transmisor propietario de Ampliaciones Regionales Planificadas;

iii. Los pagos a cada Agente Transmisor propietario de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial;

25. 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 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 de la Expansión Indicativo 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;

26. 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.

27. 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;



28. Modificar el Anexo M del Libro III del RMER, para que dónde se lea SPTR, se sustituya por SPGTR.
29. 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.
30. 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.

31. 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.

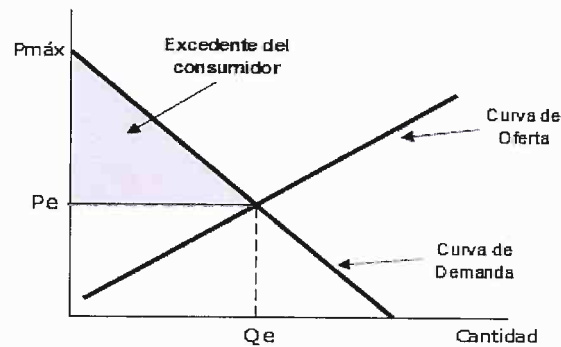
Excedente del consumidor para la característica elástica

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 ABC 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 ($Pe \cdot Q_e$):

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

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:

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

Donde:

p_{mg} : es el precio marginal del sistema

C_v : costo variable de los generadores de cada uno de los generadores ($v_1, v_2, (\dots), v_k$)

g : despacho del generador "k"

Lin

Ed.

[Firma]

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

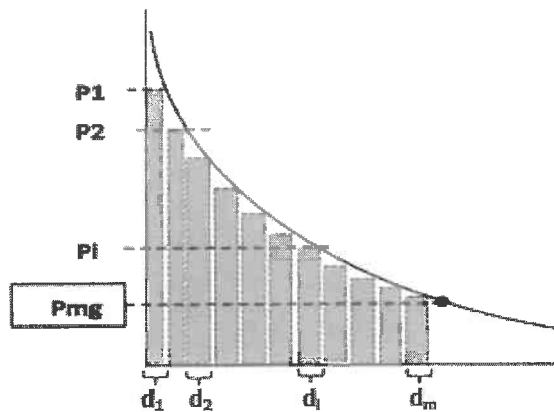
α : elasticidad precio de la demanda

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:

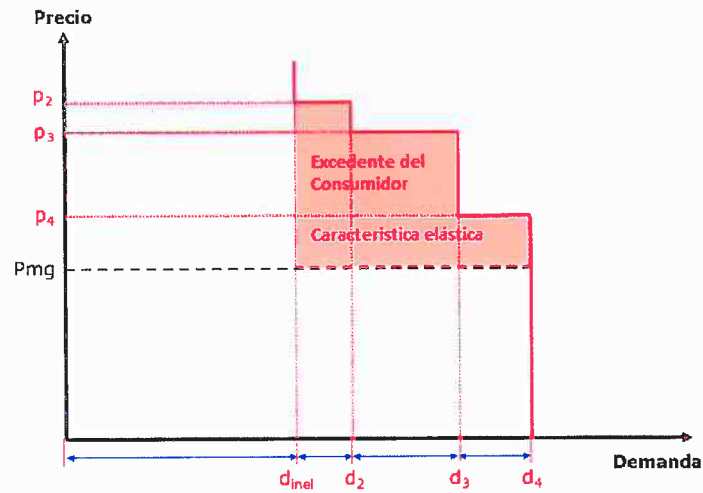
$$EC = \sum_{d_1}^{d_m} (p_m - P_{mg}) \times d_m$$

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.

Cin

ed.

H



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:

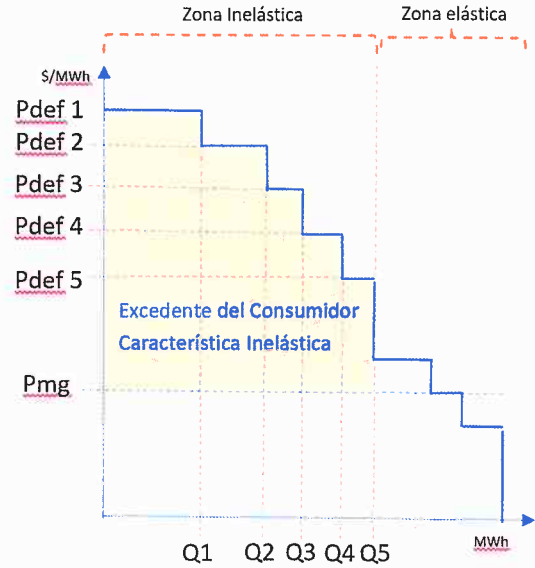
$$\sum_1^o (P_{defo} - p_{mg}) * Q_{ineo}$$

Handwritten blue mark

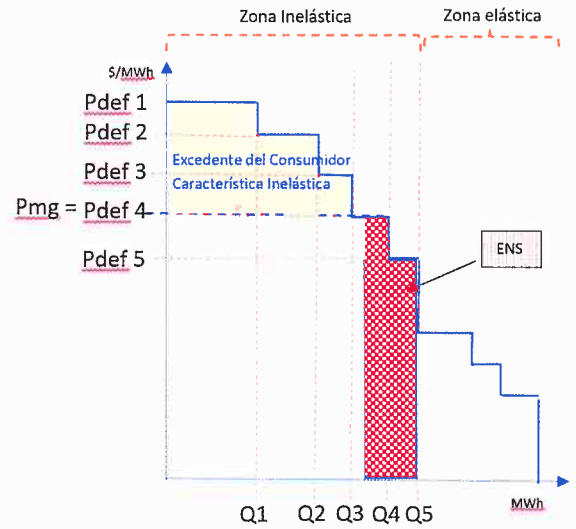
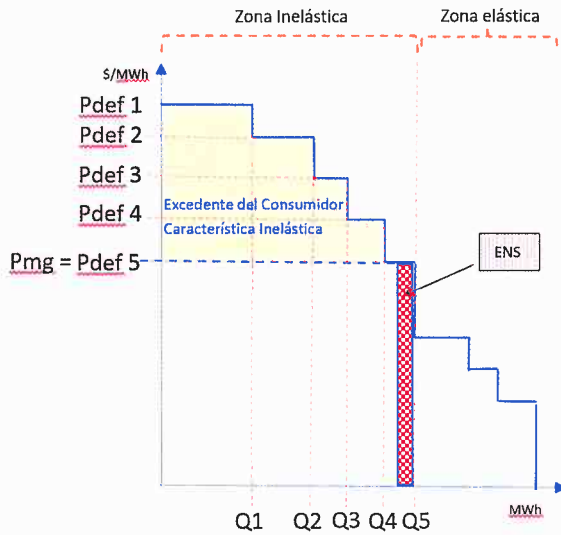
Handwritten signature

Handwritten blue mark

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.



Ed.

Ed.

Ed.