



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

"Transparencia, Excelencia, Imparcialidad, Integridad, Liderazgo"

INFORME DE REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL EXTRAORDINARIO

IRMER-E-01-2022.



“Propuesta Regulatoria de modificación al Capítulo 10 del Libro III del RMER”

ÁREA:	OPERACIÓN TÉCNICA DEL SER
PROCESO:	PLANIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN REGIONAL
PROCEDIMIENTO:	PLAN DE EXPANSION INDICATIVO DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN REGIONAL.



Contenido

1. ANTECEDENTES.....	3
1.1 ANTECEDENTE GENERAL.....	3
1.2 ANTECEDENTE ESPECÍFICO.....	5
2. PROBLEMA DETECTADO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MER.....	6
3. DIFERENCIAS SURGIDAS CON LOS OS/OM y AGENTES.....	9
4. JUSTIFICACIÓN, VALORIZACIÓN DEL IMPACTO Y COSTO / BENEFICIO.....	13
4.1 CAUSAS Y EFECTOS.....	13
4.2 JUSTIFICACIÓN.....	14
4.3 VALORIZACIÓN DEL IMPACTO EN LA OPERACIÓN TÉCNICA.....	18
4.4 ANÁLISIS COSTO / BENEFICIO.....	19
5. PROPUESTA REGULATORIA.....	19
6. CRITERIOS SEGUIDOS POR EL EOR EN LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.....	39



1. ANTECEDENTES.

1.1 ANTECEDENTE GENERAL.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo 28, establece entre las funciones del EOR, Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.

En el Capítulo 10 del Libro III del RMER, se establecen los criterios, premisas, procedimientos y metodologías para que el EOR realice los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, y de Planificación de largo plazo de la expansión de la generación y la transmisión Regional.

El numeral 10.1.3 del Libro III, establece lo siguiente: *"Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes: Informe anual de Planificación a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre; Informe anual de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil del mes de junio..."*

Lo anterior determina los plazos que el EOR, tiene para la elaboración dos informes diferentes de planificación, que deben presentarse en un mismo año.

Es de resaltar, que la regulación regional no establece una vinculación de resultados entre los dos informes referidos, por lo que, el EOR realiza los dos estudios correspondientes, en plazos paralelos, debiendo replicar muchas simulaciones y análisis tanto en el Diagnostico de Mediano Plazo como en el de Largo Plazo, que tienen el mismo enfoque técnico (por ejemplo, el cálculo de indicadores de evaluación económica, el cálculo de beneficio de las ampliaciones y de su concentración, estudio de refuerzos para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW.

El Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo, así como el Informe de Planificación a Largo Plazo, conforme el numeral 10.6.2, del Libro III, entregan como resultado listas separadas



de recomendaciones de ampliaciones de transmisión, con elementos coincidentes y no coincidentes.

Respecto a la información a utilizar para realizar los estudios de planificación regional, el literal a) del numeral 10.1.1 del Libro III del RMER, establece que *"...el proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM"*. Asimismo, el literal c) del numeral 10.2.2 del Libro III del RMER, establece: *"El proceso de planificación debe considerar: (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones;"*. En este sentido, en el desarrollo de los estudios de planificación, es necesario incluir las ampliaciones de transmisión, que el regulador regional haya aprobado, en el contexto de lo establecido en el capítulo 11 del Libro III del RMER, con relación a informes precedentes presentados por el EOR.

Asimismo, lo indicado en los numerales 10.1.1 y 10.2.2 del Libro III del RMER, determinan la necesidad de que, los plazos y fechas para actualizar la base de datos para realizar los estudios de planificación regional, estén ajustados a los ciclos de la planificación nacional de los países del MER.

Un aspecto para tener en cuenta en la elaboración del Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo, es que su alcance se enfoca en la RTR, por lo cual, el cronograma para preparar dicho estudio debe considerar la identificación anual de la RTR, que se realiza en el mes de noviembre de cada año, conforme al Capítulo 2 y Anexo A del Libro III del RMER.

Es importante mencionar que en el capítulo 11 del Libro III del RMER, se definen tareas que deben de ser realizadas por el EOR, las cuales se realizan, en paralelo con el desarrollo de los estudios establecidos en el capítulo 10 del Libro III del RMER:

11.2.8 *"...De considerarlo procedente, la CRIE podrá requerir del EOR, la reformulación completa o parcial de la propuesta en relación con alguna Ampliación Planificada en particular. El EOR, contará con un plazo, determinado por la CRIE de acuerdo a la magnitud*



de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original."

11.4.1.1 a) "Una vez aprobadas las ampliaciones, la CRIE encomendará al EOR la preparación de los Documentos de Licitación, ...";

11.4.1.1 g) "...Si no hubiera ninguna oferta aceptada, la licitación será declarada desierta, debiendo la CRIE solicitar que el EOR revise nuevamente los estudios que determinaron la factibilidad de la ampliación y los Documentos de Licitación";

Lo anterior, refleja algunas de las inconsistencias que presenta el capítulo 10, del Libro III, para la elaboración del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional.

1.2 ANTECEDENTE ESPECÍFICO.

En los años 2018, 2019 y 2020, el EOR en cumplimiento de lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, elaboró los estudios anuales de la planificación regional denominados Diagnóstico de mediano plazo de la RTR y Planificación a Largo Plazo de la generación y la transmisión regional y presentó a CRIE los informes correspondientes.

El 12 de octubre de 2020, mediante resolución CRIE-61-2020, la CRIE resuelve 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 período 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 período 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 IPLP/IACIP.

Entre los argumentos expuestos en la Resolución CRIE-61-2020, se identificaron causas debido a inconsistencias, falta de claridad y vacíos contenidos principalmente en los Capítulos 10 y 11 del Libro III del RMER.

Por otra parte, la XVII Reunión Conjunta CDMER-CRIE-EOR, celebrada el 11 de diciembre de 2020, decidió constituir un Comité Técnico de Transmisión (CTT) con funcionarios de las administraciones del CDMER, la CRIE y el EOR para efectuar la revisión y una propuesta de modificación de la regulación regional con relación al Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPTR).

El CTT, realizó un diagnóstico, examinó, definiciones, objetivos, alcances, criterios, conceptos y características del contenido en el capítulo 10 y 11 del Libro III del RMER, así como de otros temas exógenos a la regulación regional, concluyendo que existen muchos aspectos de la normativa regional, que ameritan ser modificados y otros derogados.

El EOR ante la situación antes descrita, y con base en la competencia que le asigna el literal a) del artículo 28 del Tratado Marco, de *“Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional.”*, ha elaborado la propuesta de modificación regulatoria al RMER, que a continuación se describe:

2. PROBLEMA DETECTADO DURANTE LA ADMINISTRACIÓN Y OPERACIÓN DEL MER.

Entre los principales problemas que se presentan en la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional relacionados con el contenido de los capítulos 10 del libro III, del RMER, están:



1. Sobre los objetivos y alcances de la planificación regional
 - a) Los objetivos y alcances de la planificación regional establecidos en el Capítulo 10 del Libro III, no están alineados al objetivo de alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente de 300 MW, ya que se orientan a recomendar ampliaciones que maximicen el beneficio social y cumplan criterios de evaluación económica.
 - b) La norma no es clara en los alcances de los informes de mediano y largo plazo ni la vinculación de sus resultados.
 - c) El RMER no contiene un mecanismo para determinar y establecer el incremento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.
2. Periodicidad y Plazos de la planificación regional inadecuados.
 - a) Los plazos para elaborar los estudios de la planificación regional y para el proceso de aprobación de las ampliaciones recomendadas, no son acordes con los tiempos reales necesarios para realizar dichas actividades.
 - b) Plazos inflexibles sin considerar la coordinación que debe haber con las planificaciones nacionales en cuanto al suministro de información actualizada y aprobada en los planes nacionales.
 - c) La periodicidad anual para realizar los estudios y los plazos referidos, no permiten una coordinación de la planificación regional con los ciclos de las planificaciones nacionales, lo que deriva en dificultades para el suministro de información actualizada para la planificación regional.
3. Sobre la información nacional
 - a) El RMER establece a los OS/OM como responsables del suministro de la información para la base de datos regional, sin embargo, los OS/OM no son las entidades responsables de la planificación de mediano y largo plazo, y no controlan la información relacionada.
 - b) El suministro de información al EOR no se hace en forma directa a través de la Autoridad nacional competente de la planificación de cada país (ANCP), por lo cual,



se arriesga el reconocimiento de la información de entrada y no existe una responsabilidad normada de la participación de estas entidades en la planificación regional, en cuanto a la validación de la información y resultados.

4. Sobre aplicación de criterios económicos con objetivos técnicos
 - a) Incompatibilidad entre el cumplimiento de objetivos técnicos con la aplicación de criterios de evaluación económica, particularmente para el objetivo de capacidad operativa mínima vigente.
 - b) Falta claridad en la definición de indicadores de evaluación económica.
 - c) La evaluación económica está concebida para obras individuales sin considerar la complementariedad funcional que pueden tener un conjunto de ampliaciones
5. Aspectos metodológicos y procedimentales
 - a) Falta de claridad en la metodología y procedimiento para el desarrollo de los estudios de diagnóstico de mediano plazo y la planificación de largo plazo.
 - b) Algunos aspectos procedimentales del Capítulo 10, contienen puntos de ineficiencia en requerimientos que no aportan valor a la planificación de la transmisión regional.
 - c) No hay una separación de las metodologías y procedimientos para realizar los estudios de mediano y largo plazo.
 - d) Falta normar aspectos importantes de procedimientos para evitar ambigüedad en el proceso o discrecionalidad que sean causa de observación u objeción de los resultados. Entre estos, no se establecen alcances ni procedimientos para la planificación de la expansión indicativa de la generación.
 - e) La selección de un escenario de expansión que minimiza el riesgo no es un criterio realista para determinar la expansión de la transmisión.



6. Criterios insuficientes para delimitar la responsabilidad de ejecución de las ampliaciones de transmisión.
 - a) No se establece responsabilidad de ejecución de las obras para alcanzar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente de 300 MW.
 - b) No se establecen criterios o metodología para determinar cuáles refuerzos de transmisión serían de responsabilidad nacional y cuáles serían de responsabilidad regional.

Por lo que, hay aspectos en el capítulo 10 del Libro III, RMER, y aspectos exógenos a este, que han sido determinantes para que, a abril de 2022, no se hayan aprobado las ampliaciones de transmisión recomendadas y en consecuencia no se haya contribuido bajo este mecanismo a impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional, contenida en los fines del Tratado Marco en el literal c), artículo 2, así mismo, ni tampoco con el objetivo de alcanzar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER, establecida por la CRIE, en la resolución CRIE-P-20-2014 del año 2014.

3. DIFERENCIAS SURGIDAS CON LOS OS/OM y AGENTES.

En la gestión que ha realizado el EOR para la actualización de la base de datos regional, algunos OS/OM y entidades nacionales encargadas de la planificación nacional de la generación y transmisión, informaron no disponer de la información, en los plazos y fecha que indicó el EOR. Lo anterior relacionado al estado de avance de su proceso de actualización de los planes de expansión nacionales o de aprobación de estos por parte de su entidad reguladora. Como antecedentes concretos se documentan los siguientes:

1. Proceso de actualización de base de datos regional para el período 2019-2028:

Conforme a lo establecido en el RMER, el EOR remitió comunicación a los OS/OM el 28 de agosto de 2017, solicitando la información para actualizar la base de datos regional



para el período 2019-2028, requiriendo que remitieran la información a más tardar el 13 de octubre de 2017.

Al respecto el EOR recibió solicitudes de extensión de plazo para entrega de la información, por parte de OS/OM y agentes transmisores. A continuación, se detallan las solicitudes recibidas:

- a) Nota de AMM, GMEI-055-2017, del 13 de octubre de 2017: El AMM suministra al EOR los planes de expansión disponibles PET 2016-2026 y PEG 2016-2030, ya que el plan de expansión actualizado aún no había sido aprobado.
- b) Nota del AMM, GMEI-007-2018, del 07 de febrero de 2018: El AMM suministró al EOR el "Plan de expansión de generación y transporte 2018-2032", una vez aprobados por el MEM.
- c) Nota de la UT, Ref. 0320/18, del 14 de febrero de 2018: La UT remite al EOR el plan de expansión de generación de El Salvador, indicando que el plan de expansión de transmisión fue solicitado a ETESAL y a la fecha no se había recibido.
- d) Nota de ETESA, ETE-DTR-GPL-422-2017, de 23 de octubre de 2017:
"...debido a comentarios recibidos al Plan de Expansión por parte de la ASEP y los agentes del mercado, se tenían que hacer algunos ajustes al Plan, además de otros ajustes relacionados a la base de datos de Centroamérica, por lo que se les solicitó una prórroga para entregar la actualización de las bases de datos..."
- e) Nota del CND-ETESA, ETE-DCND-GOP-PMP-070-2018, del 7 de febrero de 2018:
"...tenemos a bien informarle que los planes de expansión de la generación y la transmisión del sistema de Panamá están aprobados, pero a la espera de la promulgación de la resolución de aprobación de los mismos por parte de la entidad reguladora nacional. Debido a esto los estudios carecen de la certificación requerida por ustedes, por lo que serán remitidos una vez promulgada la resolución aprobatoria de los mismos".



2. Proceso de actualización de base de datos regional para el período 2020-2029:

Conforme a lo establecido en el RMER, el EOR remitió comunicación a los OS/OM el 28 de noviembre de 2018, solicitando la información para actualizar la base de datos regional para el período 2020-2029, para los procesos del SPTR, requiriendo que remitieran la información a más tardar el 18 de enero de 2019.

Al respecto el EOR recibió solicitudes de extensión de plazo para entrega de la información, por parte de OS/OM y agentes transmisores. A continuación, se detallan las solicitudes recibidas:

- a) Nota de ETESA ETE-DTR-GPL-004-2019, dirigida al CND-ETESA, del 11 de enero de 2019:

"Le informamos que en este momento nos encontramos iniciando el proceso de actualización de la Base de Datos para el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019. Dicho esto, le anunciamos que la nueva Base de Datos actualizada no estará lista para la fecha solicitada por el EOR. Somos conscientes de la importancia para el EOR de contar con la Base de Datos actualizada para realizar los estudios regionales, pero consideramos que es mejor esperar a que les entreguemos una nueva base actualizada, a que le entreguemos la del año pasado, que en unos pocos meses quedará desactualizada".

- b) Nota del CENCE-ICE Ref. 0810-28-2019 del 18 de enero de 2019:

"Por este medio solicito una extensión del plazo hasta el 15 de febrero de 2019, para hacer la entrega de la actualización de la base de datos del sistema eléctrico de Costa Rica. La presente solicitud se debe a que estamos realizando una revisión integral de las bases de datos de planeamiento operativo, para incluir los planes de expansión más recientes..."

También, siempre relacionado al suministro de información al EOR para realizar los estudios de planificación, en la resolución CRIE-61-2020, en los Resultados XIV y XVII, la CRIE indica que solicitó a los OS/OM invitar a todas las partes interesadas, incluyendo Agentes, Grandes Usuarios, entidades estatales, gremiales, asociaciones, académicas y demás entidades del sector, así como a cualquier otro interesado identificado por el OS/OM, a enviar dentro del plazo de treinta (30) días calendario sus comentarios y



observaciones a los informes de planificación mencionados y a los reguladores nacionales a que dentro del plazo de 20 días hábiles remitan a la CRIE su opinión sobre: a) Los resultados de los siguientes documentos: Informe de diagnóstico de mediano plazo de la RTR para el período 2019 -2023, presentado por el EOR mediante el oficio EOR-PJD-28-08-2018-065; Informe de Planificación de Largo Plazo de la generación y la transmisión regional correspondiente al período 2019-2028, presentado por el EOR mediante oficio EOR-PJD-30-11-2018-092; 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.

Y que, como resultado de los análisis realizados por la CRIE, señaló lo siguiente:

1. Considerando VII, numeral 2: *"...ARESEP, informó que en Costa Rica hay 6 Agentes adicionales, que representan sus áreas de concesión. Considerando esta información es posible que los porcentajes de concentraciones de los beneficios por Agente cambie, y, por tanto, también cambie la clasificación de las ampliaciones realizadas en el IPLP/IACIP y su anexo. Lo anterior hace cuestionar la validez de los resultados obtenidos en el IPLP/IACIP en relación a la clasificación de las ampliaciones como ampliaciones planificadas y a riesgo"* Lo anterior evidencia que se presentan distorsiones en el suministro de información al no interactuar directamente con las Autoridades Nacionales Competentes de la Planificación.
2. Considerando VII, literal b) numeral 11: *"El OS/OM indicó que hay diferencias en algunos datos utilizados en el IPLP, como la entrada de cuatro (4) proyectos que fueron postergados, y hay diferencias en las proyecciones de demanda que fueron remitidas al EOR."* Lo anterior evidencia que se presentan distorsiones en el suministro de información al no interactuar directamente con las Autoridades Nacionales Competentes de la Planificación.
3. Considerando VII, literal b) numeral 12: *"Que los planes de expansión son realizados actualmente por el ICE y no contemplan, en muchos casos, la información de los otros Agentes del Mercado Eléctrico Nacional; aspecto que tanto, ARESEP como el ente rector del sector eléctrico en Costa Rica, el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) están coordinando las gestiones para se elabore un Plan de Expansión de la Generación completo e integral que incorpore la información de todos agentes de Mercado Eléctrico Nacional y que sea vinculante."* Lo anterior evidencia que se presentan distorsiones en el suministro de



información al no interactuar directamente con las Autoridades Nacionales Competentes de la Planificación.

4. Considerando VII, literal b) numeral 13: *“Se ha identificado que hay variaciones o diferencias en los datos utilizados para elaborar los informes de planificación, incluyendo proyecciones de demanda, fechas de entrada de proyectos, incluso proyectos de generación que ya no forman parte de la planificación nacional.”* Lo anterior evidencia que se presentan distorsiones en el suministro de información al no interactuar directamente con las Autoridades Nacionales Competentes de la Planificación.

4. CAUSAS Y EFECTOS, JUSTIFICACIÓN, VALORIZACIÓN DEL IMPACTO Y COSTO / BENEFICIO.

4.1 CAUSAS Y EFECTOS.

a) Causas:

La regulación regional vigente contenida en el capítulo 10 del Libro III, del RMER, tiene inconsistencias, falta de claridad y vacíos, para realizar la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión regional eficientemente y el capítulo 10 del Libro III, ha quedado desfasado respecto a las necesidades y realidades del MER, para recomendar, aprobar y ejecutar obras de transmisión a nivel regional y nacional que permitan alcanzar y mantener una capacidad de transmisión regional mínima y también la óptima, en el Sistema Eléctrico Regional.

b) Efectos / inconvenientes encontrados:

En los años 2018, 2019 y 2020, el EOR en cumplimiento de lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, elaboró los estudios anuales de la planificación regional denominados Diagnóstico de mediano plazo de la RTR y Planificación a Largo Plazo de la generación y la transmisión regional y presentó a CRIE los informes correspondientes.



El 12 de octubre de 2020, mediante resolución CRIE-61-2020, la CRIE resuelve 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 período 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 período 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 IPLP/IACIP.

A abril de 2022, no se han aprobado ni construido ampliaciones de transmisión recomendadas y en consecuencia no se ha contribuido bajo este mecanismo a impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional, contenida en los fines del Tratado Marco en el literal c), artículo 2, así mismo, con el de alcanzar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros del MER, establecida por la CRIE, hace 8 años, en la resolución CRIE-P-20-2014.

4.2 JUSTIFICACIÓN.

La Regulación Regional vigente, contenida en el capítulo 10, del Libro III, del RMER, a la fecha, tiene inconsistencias, falta de claridad y vacíos, que no permiten desarrollar de manera eficiente el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional,



para superar lo antes señalado, a continuación, se detalla un resumen de las principales propuestas de modificación regulatoria al capítulo 10, que permitirán que la planificación de la generación y transmisión regional mejore su eficiencia, con el objeto de que las ampliaciones de transmisión a recomendar, sean aprobadas por el Regulador Regional y ejecutadas en beneficio del sector eléctrico y la población de América Central:

- a) Se precisa más claramente los objetivos de la planificación de la generación y transmisión regional, orientados a alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.
- b) Se precisa que la planificación de la expansión de la generación y transmisión nacional incluya el criterio de mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, con el objeto de que dicha capacidad sea utilizada en las transacciones regionales.
- c) Se establece la responsabilidad en la ejecución de las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, siendo las ampliaciones para importación y exportación de responsabilidad nacional y las ampliaciones de porteo y de capacidad de interconexiones de responsabilidad regional.

Esto con base en:

- i) En cuanto a las ampliaciones nacionales pendientes de importación y exportación, por el interés particular de los agentes generadores y Demandas de un mismo país para importar o exportar energía a la región, a fin de aprovechar excedentes, evitar déficit o reducir sus costos de operación.
 - ii) En cuanto a la capacidad de porteo y de la capacidad de las interconexiones, por el interés general regional que le asigna el Tratado Marco literal c), artículo 2, a los Organismos Regionales a impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico regional.
 - iii) Los compromisos contractuales que los países adquirieron para el desarrollo de la Línea SIEPAC y sus refuerzos con el BID.
- d) Se propone que la planificación de la expansión indicativa de la generación y transmisión Regional se realice cada dos años (bienal), permitiendo que el referido



plazo sea más acorde a los procesos de planificación nacional y a más acorde a las actividades del regulador regional, en el proceso de aprobación y ejecución de las ampliaciones recomendadas por el EOR.

- e) Se propone que la CRIE, prorrogue hasta por 1 año, la presentación del plan de la expansión indicativo de la generación y transmisión Regional, si los plazos para la aprobación y ejecución de ampliaciones no fuere suficiente, asimismo prorrogar la fecha de presentación del referido plan por causa de fuerza mayor o caso fortuito.
- f) Se mejora la coordinación entre el EOR y las instituciones nacionales, a través de: a) incorporar a la regulación regional, que se designe a nivel nacional, la Autoridad Nacional Competente de la Planificación (ANCP), b) que la ANCP en coordinación con el OS/OM, proveerán la información para la planificación de la transmisión y generación regional, c) se definen las coordinaciones entre el EOR y la ANCP – OSOM, d) La información a ser provista y las actividades a ser coordinadas nacional y regionalmente y su plazo.
- g) Se minimizan los tiempos de intercambio de información en cuento que las instituciones encargadas de la planificación nacional proveerán directamente al EOR la información para la planificación regional.
- h) Se establece una vinculación entre los resultados del informe de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR y el informe de Planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional, y se evitará duplicidad de análisis. Se remite un solo informe al Regulador Regional.
- i) Por lo indicado en el literal g), anterior, el regulador regional dispondrá de un solo listado de ampliaciones de transmisión recomendadas, lo que implica un solo proceso de gestión de ampliaciones en aplicación del Capítulo 11 del Libro III del RMER, facilitando la toma de decisiones.
- j) Se establecen los procedimientos técnicos a seguir por el EOR, para elaborar el estudio de Diagnostico de Mediano Plazo y el plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional de largo plazo, conteniendo a) alcances, b)



horizonte de los estudios y de la base de datos regional, c) criterios de aplicación d) escenarios e insumos a utilizar, entre otros.

- k) Tanto el Diagnóstico de mediano plazo, como la Planificación de Largo Plazo de la generación y transmisión regional, así como la lista de ampliaciones de transmisión a recomendar al regulador regional están orientados a identificar: a) ampliaciones de transmisión nacional pendientes que permitirán alcanzar y mantener la capacidad operativa mínima vigente para importación y exportación de cada país, b) ampliaciones de transmisión regional planificadas que permitirán alcanzar y mantener la capacidad operativa mínima vigente de porteo en cada país y ampliaciones de interconexiones entre países del MER c) ampliaciones de transmisión regional planificadas que permitirán alcanzar capacidades de transferencia de potencia entre pares de países, mayores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente y d) ampliaciones de transmisión a riesgo con beneficio regional parcial.
- l) Se precisan los indicadores de evaluación económica, la expresión matemática y los criterios para su aplicación y determinación de la lista de ampliaciones de transmisión a recomendar, con base en que se realizará la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional que incrementen la capacidad de transmisión más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.

La evaluación económica se realizará para ampliaciones de transmisión individuales o por grupos, y se recomendarán cuya puesta en servicio será a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio.

- m) Las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para importación y exportación, y las ampliaciones de transmisión regional para porteos y ampliación de capacidad de interconexiones, que permiten alcanzar la capacidad de intercambio internacional mínima vigente, no requieren de evaluación económica regional para establecer la conveniencia de su ejecución debido a que son necesarias para cumplir requerimientos técnicos mínimos de la RTR y los CCSD.



- n) Las ampliaciones de transmisión regional necesarias para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente para porteo en cada país, por definición serán ampliaciones regionales planificadas.
- o) Las modificaciones regulatorias, permitirán al EOR optimizar tareas de simulación y análisis.
- p) Se reducen tiempos y recursos en los procesos de revisión de resultados con los comités técnicos de planificación y de trámites administrativos.
- q) El EOR podrá desarrollar los estudios correspondientes, conforme a los tiempos reales que imponen el volumen y complejidad de los análisis.

4.3 VALORIZACIÓN DEL IMPACTO EN LA OPERACIÓN TÉCNICA.

- a) Reduce incertidumbre en la toma de decisiones para la aprobación y gestión de las ampliaciones de transmisión recomendadas, ampliar la capacidad operativa de la Red de Transmisión Regional y posibilitar el incremento de las transacciones de energía en el MER.
- b) Aumenta la confiabilidad y minimiza el riesgo de objeciones de los resultados de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR y de Planificación de largo plazo de la generación y la transmisión regional, en cuanto que la modificación regulatoria introduce objetivos precisos, procedimientos técnicos y económicos específicos, alcances y criterios claros para determinar las ampliaciones de transmisión regional a recomendar.
- c) La propuesta de modificación regulatoria está en armonía con el objetivo de alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida en la regulación regional.
- d) El proceso de la planificación de la generación y transmisión regional será más eficiente, se normalizan plazos, coordinación de actividades entre Organismos Regionales e instituciones nacionales de los países miembros del MER, se establecen procedimientos



y criterios a aplicar, permite la ejecución de las actividades del ciclo de planificación regional, en un orden temporal lógico.

4.4 ANÁLISIS COSTO / BENEFICIO.

a) Costo:

La implementación de la propuesta regulatoria no implica costos adicionales para el EOR y en consecuencia para el MER y las instituciones nacionales.

b) Beneficio:

La propuesta está orientada en mejorar la gestión del proceso y la calidad de la información que se utiliza para el desarrollo del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, por tanto, no es posible la cuantificación monetaria de los beneficios relacionados a su implementación.

5. PROPUESTA REGULATORIA.

El EOR, de conformidad con lo establecido en el artículo 28, literal a) Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, de *"Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional"* y acerca de la función contenida en el numeral 2.31, del Libro I, del RMER, de comunicar a la CRIE de los problemas detectados que afectan la administración del MER, para que de acuerdo a su consideración y competencia se tomen las acciones pertinentes o correctivas que considere a bien, y por instrucción de la Junta Directiva del EOR, con la finalidad de garantizar el adecuado funcionamiento del MER, remite la *"Propuesta regulatoria de modificación al Capítulo 10 del Libro III del RMER"* como a continuación se describe:

La modificación regulatoria propuesta está en texto color azul para su identificación.



1. Criterios y objetivos generales del Sistema de la Planificación de la Generación y la Transmisión regional

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
<p>10. Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR)</p>	<p>10. Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional (SPGTR)</p>
<p><i>10.5.1 La planificación regional será responsabilidad del EOR, que deberá producir los informes mencionados en el Numeral 10.1.3. Los Informes que se eleven a la CRIE incluirán cuando corresponda, propuestas de Ampliaciones Planificadas, de acuerdo a los procedimientos establecidos el Numeral 10.6.1.</i></p> <p><i>10.9 Modelos para la Planificación</i></p> <p><i>10.9.1 El EOR establecerá, con aprobación de la CRIE, las características y capacidades que se utilizarán en el Modelo de Planificación para la planificación de la expansión, las cuales se describen en el Anexo G de este Libro.</i></p> <p><i>10.5.2 Los informes de Planificación del EOR serán auditados por la CRIE, quien analizará e incorporará observaciones a los estudios.</i></p>	<p>10.1 El EOR es responsable de la planificación de la generación y transmisión regional, y formulará el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional.</p> <p>10.1.1 El EOR para los estudios de la planificación Generación y la Transmisión Regional, utilizará el modelo computacional del Sistema de Planificación de la Generación y Transmisión Regional (SPGTR) que se describe en el Anexo G de este Libro. Las características y capacidades del modelo computacional serán actualizadas por el EOR cuando corresponda, con aprobación de la CRIE.</p> <p>10.1.2 Los informes de Planificación del EOR serán auditados por la CRIE, quien realizará observaciones al plan de la expansión indicativo de la generación y la transmisión regional.</p>
<p>10.1 Criterios Generales</p> <p>10.1.1 El objetivo del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional es realizar los siguientes estudios:</p> <p><i>a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión: 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. 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. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM;</i></p> <p><i>b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR: (i) revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles 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, (iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años;</i></p> <p><i>c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE;</i> y</p>	<p>10.2 Objetivos y criterios generales</p> <p>10.2.1 Los objetivos de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional son los siguientes:</p> <p>a) Desarrollar la planificación de la expansión indicativa de la generación regional.</p> <p>b) Desarrollar la planificación de la transmisión regional con el objeto de alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima que establezca el regulador regional, y con base en criterios de evaluación económica y de maximización del Beneficio social regional, alcanzar valores superiores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumpliendo con los CCSD.</p> <p>c) Las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, para importación y exportación serán de responsabilidad nacional y las ampliaciones de porteo y de capacidad de interconexiones de responsabilidad regional.</p> <p>d) Como resultado de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, el EOR elaborará el <i>Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional</i>, que comprenderá lo siguientes estudios:</p> <p>i. Diagnóstico de mediano plazo de la Red de Transmisión Regional (DMP).</p>



<p><i>d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> ii. Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo (PGLP). iii. Planificación de la expansión de la Transmisión Regional de Largo Plazo (PTLP). <p>e) Recomendar a la CRIE las ampliaciones de transmisión que requieren ser ejecutadas a fin de alcanzar y mantener las capacidades operativas indicadas en el literal b) anterior.</p> <p>f) Recomendar a la CRIE y el CDMER, cuando corresponda incrementar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, sustentado en análisis técnicos y económicos.</p>
<p>10.1.2 Los estudios indicados en los Literales (a) y (b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros. Esta capacidad será fijada por la CRIE mediante Resolución.</p> <p>10.7 Proyección de la Demanda</p> <p>10.7.1 El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM de cada País Miembro.</p>	<p>10.2.2 Criterios generales</p> <p>10.2.2.1 Los estudios indicados en los incisos i) y ii), literal c) numeral 10.2.1, deberán procurar que en todo momento se mantenga la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países del MER. Esta capacidad operativa es de uso exclusivo para los intercambios de energía en el MER.</p> <p>10.2.2.2 En cada país, la planificación de la expansión de la transmisión nacional deberá incluir el criterio de mantenimiento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, a fin de evitar su reducción.</p> <p>10.2.2.3 En la elaboración del Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, el EOR utilizará las proyecciones de demanda nacional, que informen la Autoridad Nacional Competente de la Planificación de la generación y la transmisión de cada país.</p> <p>10.2.2.4 La Planificación de la Generación y la Transmisión Regional debe considerar la prevalencia del principio fundamental de libre acceso a la RTR.</p>
<p>10.1.3 Como resultado del proceso de planificación regional, el EOR deberá elaborar los siguientes informes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Informe anual de Planificación a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre; b) Informe anual de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil del mes de junio; c) Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo, a pedido de la CRIE, que deberá presentar 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 de la ampliación; d) Informe sobre la conformación de la RTR; y e) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión. 	<p>10.2.3 El Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, será elaborado por el EOR con una periodicidad bienal y presentado a la CRIE para su consideración a más tardar el último día hábil de diciembre del año que corresponde la elaboración de dicho Plan.</p> <p>10.2.3.1 La CRIE podrá prorrogar hasta por un año la presentación del Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, con base en la necesidad de culminar el proceso de decisión de aprobación de ampliaciones de transmisión, establecido en el Capítulo 11 de este Libro.</p> <p>10.2.3.2 La CRIE podrá prorrogar la fecha de presentación del Plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional por fuerza mayor o caso fortuito o por solicitud del EOR debidamente justificada.</p>



	<p>10.2.3.3 Adicionalmente en el marco del Sistema de la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional, el EOR elaborará los siguientes informes:</p> <ul style="list-style-type: none">a) De identificación y actualización de la definición de la RTR; conforme a lo establecido en el Capítulo 2 del Libro III del RMER.b) De Planeamiento Operativo de Mediano Plazo conforme a lo establecido en el Numeral 4.3 del Libro II del RMER.c) Sobre los beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo, a pedido de la CRIE, que deberá presentar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, con base en los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador de la ampliación; según lo establecido el numeral 11.3; yd) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión.
	<p>10.2.4 El Regulador nacional o la entidad que corresponda en cada país miembro del MER, notificará por escrito a la CRIE con copia al EOR el nombre de la Autoridad Nacional Competente responsable de la Planificación de la generación y la transmisión nacional (ANCP). La CRIE publicará la ANCP de cada país en su portal Web.</p> <p>10.2.4.1 El EOR coordinará con las ANCP y los OS/OM, el suministro de la información de su sistema eléctrico nacional para la actualización de la Base de Datos Regional (BDR). La ANCP coordinará con el OS/OM el contenido de la información de corto, mediano y largo plazo a ser suministrada al EOR.</p> <p>10.2.4.2 La ANCP deberá:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Suministrar al EOR la proyección de la demanda de su país.b) Suministrar el plan de expansión de la generación y el plan de expansión de la transmisión nacionalc) Proveer la información de proyectos de generación y de transmisión, que desarrollen los agentes o iniciadores privados a nivel nacional.d) Suministrar la información técnica y económica de los proyectos de transmisión y generación nacional cuya ejecución está decidida para el corto y mediano plazo.e) Suministrar la información técnica y económica de los proyectos de transmisión nacionales que permitirán alcanzar y mantener en el mediano y largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.f) Suministrar la información técnica y económica de los proyectos candidatos a ampliaciones de generación y de transmisión considerados en los planes de expansión nacional.g) A solicitud del EOR, en coordinación con el OS/OM revisar y validar en lo que corresponda, la información de la base de datos regional integrada para la planificación de la generación y transmisión regional.h) A solicitud del EOR, en coordinación con el OS/OM, participar con carácter consultivo en la revisión de resultados de los estudios de la planificación de la generación y transmisión regional.



2. Alcances de la planificación regional

2.1. Alcances del Diagnóstico de Mediano Plazo

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
<i>10.2 Alcance de la Planificación de Largo Plazo</i>	
<i>10.3 Alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo</i>	10.3 Alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR
<p><i>10.3.1 El Diagnóstico de Mediano Plazo tendrá los siguientes objetivos:</i></p> <p><i>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 CCSD;</i></p> <p><i>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 CCSD, o disminuir los Costos de Suministro de Energía en el MER;</i></p> <p><i>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;</i></p> <p><i>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;</i></p> <p><i>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;</i></p> <p><i>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</i></p> <p><i>g) Analizar el impacto sobre la RTR de las interconexiones extraregionales.</i></p>	<p>10.3.1 El EOR como parte de la planificación de la generación y la transmisión regional, realizará el estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR, para un horizonte de tres (3) años con los siguientes alcances:</p> <p>a) Determinar la capacidad operativa de transmisión de la RTR.</p> <p>b) Identificar para cada país, las ampliaciones de transmisión nacional pendientes que permitan alcanzar y mantener en el mediano plazo la Capacidad operativa de intercambio internacional mínima para importación y exportación.</p> <p>c) Identificar para cada país, las ampliaciones de transmisión regional que permitan alcanzar y mantener en el mediano plazo la Capacidad operativa de intercambio internacional mínima para porteos y ampliaciones de capacidad de interconexiones entre países.</p> <p>d) El EOR revisará con las ANCP y los OS/OM los resultados del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR a fin de validar la factibilidad de las ampliaciones de transmisión que se proponen.</p>



2.2. Alcances de la planificación regional de largo plazo

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
10.2 Alcance de la Planificación de Largo Plazo	10.4 Alcance de la Planificación regional de largo plazo
<p>10.2.1 La Planificación de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión que:</p> <p>a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo;</p> <p>b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional. En estas ampliaciones los estudios deberán demostrar que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER; y</p> <p>e) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado.</p>	<p>10.4.1 El EOR como parte de la planificación de la generación y la transmisión regional, realizará la planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo, con los siguientes alcances:</p> <p>a) Desarrollar la planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo considerando diversos escenarios de integración eléctrica regional.</p> <p>b) Desarrollar la planificación de la expansión de la transmisión regional de largo plazo, que comprenderá:</p> <ol style="list-style-type: none"> Identificar para cada país, las ampliaciones de transmisión nacional pendientes necesarias para alcanzar y mantener en el largo plazo la Capacidad operativa de intercambio internacional mínima para importación y exportación. Identificar para cada país, las ampliaciones de transmisión regional necesarias para alcanzar y mantener en el largo plazo la Capacidad operativa de intercambio internacional mínima para porteos, y ampliaciones de capacidad de interconexiones entre países. Identificar las ampliaciones de transmisión regional que incrementen la capacidad operativa más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente, que satisfagan los criterios de evaluación económica y de beneficio social regional establecidos en este Capítulo. Estimar el costo de las ampliaciones de transmisión referidas en los literales i),ii) y iii) anteriores. Recomendar a la CRIE las ampliaciones de transmisión que requieren ser ejecutadas a fin de alcanzar y mantener las capacidades operativas indicadas en los incisos i), ii) e iii) anteriores. <p>10.4.2 La planificación de la expansión indicativa de la generación y la transmisión regional a Largo Plazo se realizará considerando los siguientes horizontes de estudio:</p> <p>a) La planificación de la expansión indicativa de la generación regional a largo plazo se realizará con un horizonte de quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario.</p> <p>b) La planificación de la expansión de la transmisión regional de largo plazo se realizará con un horizonte de diez (10) años.</p>
10.2.2 En el desarrollo de la Planificación de Largo Plazo de la	10.4.3 El EOR desarrollará el estudio de Planificación Regional de Largo Plazo, considerando los resultados del estudio de Diagnóstico



<p>Transmisión se deberá considerar la planificación indicativa de la generación. Los lineamientos que seguirá la Planificación a Largo Plazo de la Transmisión, en relación con las ampliaciones de la generación informadas oficialmente por los Agentes de los Países Miembros serán los siguientes:</p>	<p>de Mediano Plazo de la RTR, y el cumplimiento de los CCSD.</p> <p>10.4.4 Criterios generales para desarrollar los estudios de la Planificación Regional de Largo Plazo.</p> <p>a) Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo (PGLP): El EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional con base a los planes de expansión nacionales, proyectos candidatos de generación de escala regional y proyectos candidatos de expansión de interconexiones entre los países del SER y extrarregionales.</p> <p>b) Planificación de la expansión de la Transmisión Regional de Largo Plazo (PTLP): El escenario base de expansión de la generación con autosuficiencia de los países.</p>
<p>a) La Planificación a Largo Plazo evitará seleccionar como expansiones planificadas aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o grandes demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, haciéndoles desaparecer la señal de localización. En particular no se seleccionarán como ampliaciones planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;</p>	<p>c) La PTLP evitará seleccionar como ampliaciones de transmisión regional planificadas aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular no se seleccionarán como ampliaciones de transmisión regional planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda; ni ampliaciones de conexión a la red de transmisión de nuevas plantas de generación, o los refuerzos de transmisión relacionados a estas nuevas plantas.</p>
<p>b) Cuando se ejecuten ampliaciones se deberá adoptar un régimen operativo que asegure que las mejoras de confiabilidad sean efectivas;</p>	<p>Derogar Razón de hecho: El régimen operativo que se pueda adoptar no es materia de aplicación en el proceso de planificación.</p>
<p>c) El proceso de planificación debe considerar: (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones;</p>	<p>d) La planificación regional de largo plazo debe considerar: i) la información de la planificación nacional de la generación y transmisión de los países del MER; ii) la información de futuras expansiones de generación y transmisión informadas por los Agentes a través de las ANCP de cada país, y iii) las ampliaciones de transmisión regional aprobadas por la CRIE;</p> <p>e) Los proyectos de ampliaciones de transmisión que se identifiquen en la planificación regional comprenderán principalmente líneas de transmisión y subestaciones de transformación, compensación de potencia reactiva y control de tensión y cambios topológicos en la red de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV; asimismo de requerirse, incluirá equipamiento de electrónica de potencia.</p>
<p>d) La información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión, usado para la Planificación a Largo Plazo, que envíen los Agentes interesados a través de los OS/OM, deberá incluir como mínimo:</p> <p>i. Empresa o Agente promotor del proyecto;</p> <p>ii. Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de</p>	<p>f) La información sobre proyectos de generación y transmisión, que se desarrollarán por iniciativa de los Agentes de cada país, deberá ser incluida en la información que suministren las ANCP al EOR, considerando como mínimo lo siguiente:</p> <p>i. Agente o futuro Agente promotor del proyecto;</p> <p>ii. Descripción del proyecto.</p> <p>iii. Información para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;</p> <p>iv. Estimación de los costos del proyecto.</p>



<p>campo realizados;</p> <p>iii. Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto;</p> <p>iv. Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables;</p> <p>v. Los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, los cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos. Nivel estimado de error en cómputos y costos; y</p> <p>vi. Avance del financiamiento del proyecto.</p>	<p>v. Avance de ejecución del proyecto.</p>
<p>e) El EOR desarrollará los criterios para estimar un porcentaje de incremento de los costos informados de un proyecto en concepto de imprevistos, en función del grado de avance del mismo;</p>	<p>Derogar Razón de hecho: La información de costos de inversión de los proyectos que se introducen como candidatos para la expansión, considera costos por imprevistos. Se considera innecesario este numeral y no es clara su aplicación de este requerimiento.</p>
<p>f) A fin de considerar horizontes de planificación prolongados, el EOR podrá utilizar un modelo de simulación que determine una secuencia óptima de desarrollo de la generación que permita cubrir la demanda del sistema regional en cada momento.</p>	<p>Derogar Razón de derecho: Las características del modelo computacional están contenidas en el Anexo G del Libro III, por tanto, este numeral se considera innecesaria.</p>

3. Conceptos para considerar en la planificación regional

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
<p>10.4 Conceptos a Considerar en la Planificación</p> <p>10.4.1 El 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 suministrada valorizada al respectivo Costo de la Energía no suministrada en cada país. La CRIE determinará la metodología de cálculo del excedente del consumidor con base en las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles y</p>	<p>10.5 Conceptos a Considerar en la Planificación regional</p> <p>10.5.1 El excedente del consumidor se calculará como el producto de la energía suministrada a la demanda por la diferencia entre el precio que la demanda estaría dispuesto 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 conforme a la metodología contenida en el Anexo M de este Libro.</p>



sectores de consumo de electricidad:	
10.4.2 El excedente del productor se calcula como el producto de las cantidades de energía vendida por los generadores por la diferencia entre los precios de venta menos los precios de oferta de venta.	10.5.2 El excedente del productor se calculará como el producto de la cantidad de energía vendida por un generador por la diferencia entre el precio de venta y el costo total variable de producción.
10.4.3 El Beneficio Social se calculará como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores.	10.5.3 El Beneficio Social se calculará como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores.
10.4.4 El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en la Energía no suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR.	Derogar. Razón de derecho: Las características del modelo computacional están contenidas en el Anexo G del Libro III, por tanto, esta indicación se considera innecesaria.
10.4.5 El valor presente neto de las series de costos se calculará usando una tasa de descuento calculada mediante una metodología que definirá la CRIE. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de riesgos del conjunto de los Países Miembro.	10.5.4. El valor presente neto de las series de costos y beneficios se calculará usando la tasa de descuento calculada con la metodología contenida en el Anexo J del Libro III.
10.4.6 El modelo de planificación deberá identificar los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, o a obras individuales que propongan los Agentes dentro del concepto de Ampliaciones a Riesgo.	Derogar Razón de derecho: Las características del modelo computacional están contenidas en el Anexo G del Libro III, por tanto, esta indicación se considera innecesaria.
10.8 Costo de la Energía no Suministrada 10.8.1 A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE elaborará y aprobará una metodología para determinar el Costo de la Energía no Suministrada en cada país. Esta metodología deberá ser aprobada por la CRIE antes de cumplirse un (1) año posterior a la vigencia de este Reglamento. El costo de la Energía no Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años.	10.5.5 El EOR identificará los grupos de ampliaciones de transmisión que muestren complementariedad en las transferencias de potencia entre países. 10.5.6 El costo de la Energía no Suministrada para cada país será calculado por la CRIE según la metodología contenida en el Anexo L de este Libro. La CRIE actualizará como máximo cada cinco (5) años el Costo de la Energía no Suministrada.



4. Planificación regional

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
10.5 Planificación regional	
10.5.1 La planificación regional será responsabilidad del EOR, que deberá producir los informes mencionados en el Numeral 10.1.3. Los Informes que se eleven a la CRIE incluirán cuando corresponda, propuestas de Ampliaciones Planificadas, de acuerdo a los procedimientos establecidos el Numeral 10.6.1.	se trasladó al numeral 10.1
10.5.2 Los informes de Planificación del EOR serán auditados por la CRIE, quien analizará e incorporará observaciones a los estudios.	Se trasladó al numeral 10.1.2
10.5.3 El EOR, a pedido de un Iniciador de una Ampliación a Riesgo, podrá realizar los estudios necesarios previstos en el Numeral 11.3 para determinar el Ingreso Autorizado Regional que puede corresponder a una Ampliación a Riesgo.	Derogar. Razón de derecho: ya está en el numeral 11.3.4, libro III

5. Procedimiento y metodología de planificación

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
10.6 Procedimiento y Metodología para la Planificación	10.6 Procedimiento y Metodología para la Planificación Regional
10.6.1 Los procedimientos que seguirá el EOR para la planificación seguirán las siguientes etapas:	10.6.1 El procedimiento que seguirá el EOR para la planificación regional contiene las siguientes etapas: a) Conformación de la Base de Datos Regional. b) Elaboración del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR. c) Elaboración de la Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo. d) Elaboración de la expansión de la Transmisión Regional de Largo Plazo.
a) Se usará la información contenida en la Base de Datos Regional que se describe en el Numeral 5.1 de este Libro. La información de la Base de Datos Regional será actualizada con datos que deben suministrar los Agentes a través de los OS/OM de cada país, y con fuentes propias;	10.6.2 Conformación de la Base de Datos Regional (BDR): Se conformará la BDR para la planificación regional con un horizonte de quince 15 años, considerando los siguientes lineamientos generales: a) Se utilizará la información contenida en la BDR que se describe en el numeral 5.1 de este Libro, actualizada con la información que suministrarán las ANCP de cada país relacionada a los planes nacional de expansión de la generación y transmisión aprobados según lo establecido en las normativas de cada país, y cualquier otra información que sea requerida por el EOR. b) El EOR incorporará en la BDR, datos de fuentes propias que no tengan origen en la información provista por las ANCP o los OS/OM. c) El EOR solicitará a las ANCP y los OS/OM información para la planificación regional, dando un plazo de al menos 60 días calendario para el suministro de



	<p>esta.</p> <p>d) A más tardar la primera semana de diciembre del año previo a la elaboración de la planificación regional, la ANCP en coordinación con los OSOM, remitirá al EOR la información para la conformación de la BDR.</p> <p>e) El EOR validará con las ANCP y los OS/OM el contenido de la BDR integrada.</p>
<p>b) Se solicitará a la CRIE el valor de la tasa de descuento a utilizarse;</p>	<p>f) La CRIE informará al EOR, la Tasa de Descuento regional a más tardar el último día hábil de enero del año que corresponda elaborar la planificación de la generación y transmisión regional.</p>
	<p>10.6.3 Elaboración del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR: Con base en los escenarios previsibles de generación y demanda, las condiciones previstas de la generación y la red de transmisión del SER, y el cumplimiento de los CCSD, a través de estudios eléctricos, se aplicará el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Determinar las sobrecargas y violaciones de voltaje en las redes de transmisión del SER, sin considerar transferencias de potencia entre países, utilizando el análisis de flujos de carga en condición normal y ante contingencias simples, e identificar las obras de transmisión nacionales que permitan cumplir los CCSD.</p> <p>b) Estimar la capacidad operativa entre países adyacentes, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano (época seca) e invierno (época lluviosa), sin considerar como limitantes las sobrecargas y violaciones de voltaje identificadas sin transferencias de potencia entre países, para la estimación de la capacidad operativa se utilizará el análisis el método de curvas PV.</p> <p>c) En el modelo para estudios eléctricos se simularán condiciones de importación, exportación y porteos en cada país, hasta el valor de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente, en sentido norte-sur y sur-norte (con excepción de porteos para Guatemala y Panamá).</p> <p>d) Realizando análisis de flujos de carga en condición N y N-1. se identificarán las restricciones por sobrecargas atribuibles a la importación y a la exportación, y se determinarán las ampliaciones de transmisión que las solucionen, a continuación, se identificarán las violaciones de voltaje y se determinarán los equipamientos de compensación reactiva que permitan solucionarlas. Las obras de transmisión identificadas serán las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para el mediano plazo.</p> <p>e) Considerando las ampliaciones de transmisión nacional pendientes, se realizarán análisis de flujos de carga en condiciones N y N-1 y se identificarán las restricciones por sobrecargas en interconexiones y sobrecargas atribuibles a los porteos en los países, y se determinarán las ampliaciones de transmisión que las solucionen, a continuación, se identificarán las violaciones de voltaje y se determinarán los equipamientos de compensación reactiva que permitan solucionarlas. Las obras de transmisión identificadas serán las ampliaciones regionales para porteos e interconexiones entre países para el mediano plazo.</p> <p>f) Evaluar, cuando corresponda, el cambio de equipos por otros de mayor capacidad nominal en las redes de transmisión del SER.</p> <p>g) Verificar la efectividad de las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para importación y exportación, y de las ampliaciones de transmisión regional para porteos, identificadas como solución a las restricciones de la red para alcanzar la capacidad Operativa de intercambio internacional mínima.</p> <p>h) Determinar la capacidad operativa resultante entre países adyacentes, considerando las ampliaciones de transmisión identificadas según los literales a), d), e) y f) anteriores, utilizando el análisis de curvas PV.</p>



	<ul style="list-style-type: none"> i) Las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, para importación y exportación serán de responsabilidad nacional y las ampliaciones de porteo y de capacidad de interconexiones de responsabilidad regional. j) Elaborar la lista preliminar de ampliaciones de transmisión identificadas: <ul style="list-style-type: none"> i. Ampliaciones de transmisión nacional pendientes para importación y exportación de cada país. ii. Ampliaciones de transmisión regional para porteos de cada país y ampliaciones de capacidad de interconexiones. iii. Recomendaciones de cambios de equipos cuando corresponda.
<p>10.6.1</p> <p><i>c) Se definirá un conjunto de escenarios, basándose en combinaciones probables de evolución de las variables y criterios siguientes:</i></p> <p><i>i. Estrategias de expansión de la generación y transmisión, considerando como mínimo un escenario con autosuficiencia de los Países, y uno o varios con el desarrollo de proyectos a escala regional;</i></p> <p><i>ii. Proyecciones de la demanda;</i></p> <p><i>iii. Tecnologías a considerarse para la expansión;</i></p> <p><i>iv. Costos de inversión en nuevas instalaciones;</i></p> <p><i>v. Proyecciones del precio de los combustibles usados en la región; y</i></p> <p><i>vi. Nuevas instalaciones generadoras y de transmisión</i></p> <p><i>d) Mediante el Modelo de Planificación se obtendrá la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR. Para cada escenario, el Modelo identificará las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación</i></p>	<p>10.6.4 Elaboración de la Planificación indicativa de la generación regional. El EOR realizará la Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo (PGLP) para un horizonte de quince (15) años, aplicando el procedimiento siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Escenarios de expansión de la generación: <ul style="list-style-type: none"> i. Los escenarios por considerar para desarrollar la PGLP, incluirán al menos: <ul style="list-style-type: none"> - Un escenario base con autosuficiencia de generación de los países. - Un escenario que considere el desarrollo proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional. - Un escenario que defina el EOR considerando tendencias del desarrollo de la generación, del sistema de transmisión del SER, evolución del MER y de interconexiones extrarregionales. b) Definición del escenario base de expansión de la generación con autosuficiencia de generación de los países. Se conformará según lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> i. El escenario base (medio o esperado), de proyección de la demanda de cada país. ii. Los proyectos de generación nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo (proyectos en construcción, proyectos con financiamiento aprobado), con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán "decididos" o "fijos". iii. Los proyectos de generación de iniciadores privados, que se consideran decididos, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. iv. Los proyectos de generación resultantes en el escenario de expansión base (o de referencia) de cada país, según los planes de expansión nacionales. c) Etapas del horizonte de estudio: <ul style="list-style-type: none"> i. Etapa temporal no optimizable: Corresponde a los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de la Planificación de la expansión indicativa de la Generación Regional de Largo Plazo, en el cual se



	<p>consideran en firme los proyectos de generación decididos o fijos. En esta etapa no se incorporan expansiones de generación adicionales por optimización de la expansión.</p> <p>ii. Etapa temporal optimizable: Corresponde a los diez (10) años, posteriores a la etapa no optimizable. En esta etapa se optimizará la expansión del sistema de la generación para satisfacer el crecimiento de la demanda. En esta etapa se tomarán en cuenta los proyectos candidatos de expansión de la generación incluidos en los planes de expansión nacionales, proyectos de plantas de generación eléctrica de carácter regional, u otros proyectos considerando las tendencias tecnológicas del desarrollo de la generación e interconexiones, la evolución del MER y interconexiones extrarregionales.</p> <p>d) La optimización de la expansión de la generación se realizará con base en el criterio de minimización del costo de suministro.</p> <p>e) Determinación del escenario de expansión de la generación de mínimo riesgo: Se determinará el escenario de expansión de la generación que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, evaluando simultáneamente los escenarios de expansión de la generación ante probables cambios en variables o condiciones relevantes, como la proyección de la demanda, proyección del costo de combustibles, condiciones hidrológicas esperadas, retraso o no ejecución de proyectos de generación o interconexiones relevantes.</p> <p>f) El EOR revisará con las ANCP y los OS/OM los resultados de la planificación indicativa de largo plazo de la expansión de la generación regional.</p>
	<p>10.6.5 Elaboración de la planificación de la expansión de la Transmisión Regional de Largo Plazo (PTLP). El EOR realizará PTLP, para un horizonte de diez (10) años atendiendo el procedimiento siguiente:</p> <p>a) La PTLP identificará las siguientes ampliaciones de transmisión:</p> <p>i. Las ampliaciones de transmisión nacional pendientes que permitan alcanzar y mantener en el largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima para la importación o exportación de cada país.</p> <p>ii. Las ampliaciones de transmisión regional que permitan alcanzar y mantener en el largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima para porteos en cada país y ampliación de capacidad en interconexiones entre países.</p> <p>iii. Las ampliaciones de transmisión regional que incrementen la capacidad operativa más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.</p> <p>b) La PTLP utilizará como insumos para su elaboración, la siguiente información:</p> <p>i. El escenario base de expansión de la generación con autosuficiencia de generación de los países, establecido en el literal b), numeral 10.6.4.</p> <p>ii. Los planes de expansión de la transmisión nacional aprobados.</p> <p>iii. La información técnica y económica de los proyectos de transmisión</p>



<p><i>g) Se analizará el funcionamiento en estado estable y dinámico de la RTR con los Modelos de Estudios Eléctricos. Se definirá la Capacidad Operativa de Transmisión de las ampliaciones de la transmisión, con la metodología que se detalla en el Capítulo 16, en base a los estudios que se definen en el Capítulo 18 de este Libro;</i></p> <p><i>h) Para la evaluación del comportamiento en estado estable y dinámico se analizará el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas para verificar que en determinadas situaciones topológicas se cumplan los CCSD;</i></p> <p><i>i) En los estudios de estado estable y dinámico se partirá de un nivel de disponibilidad total (situación N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) simples de líneas, transformadores (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga) y generadores (N-1). El criterio a usarse es el de los CCSD. Se determinará en cada caso el costo de la energía no</i></p>	<p>nacional cuya ejecución se encuentra decidida para el corto y mediano plazo, con sus correspondientes fechas de entrada en servicio. Estos proyectos se denominarán “decididos” o “fijos”.</p> <ul style="list-style-type: none">iv. Las ampliaciones de transmisión regional aprobadas para su ejecución por la CRIE.v. Las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para importación y exportación, las ampliaciones de transmisión regional para porteo y ampliaciones de capacidad de interconexiones, resultado del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR serán consideradas como candidatas para determinar las soluciones a las restricciones de la red en el largo plazo.vi. La información técnica y económica de proyectos candidatos a ampliaciones de transmisión considerados en los planes de expansión nacionales.vii. La información técnica y económica de proyectos candidatos de transmisión regional.viii. Los proyectos de interconexiones eléctricas del MER con mercados extrarregionales. <p>10.6.5.1 Determinación de las ampliaciones para alcanzar y mantener en el largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima.</p> <ul style="list-style-type: none">a) En el modelo para estudios eléctricos se simularán condiciones de importación, exportación y porteos en cada país, hasta el valor de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente, en sentido norte – sur y sur – norte (excepto porteos para Guatemala y Panamá).b) Realizando análisis de flujos de carga en condición N y N-1. se identificarán las restricciones por sobrecargas atribuibles a la importación y a la exportación, y se determinarán las ampliaciones de transmisión que las solucionen, a continuación, se identificarán las violaciones de voltaje y se determinarán los equipamientos de compensación reactiva que permitan solucionarlas. Las obras de transmisión identificadas serán las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para el largo plazo.c) Considerando las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para el largo plazo, se realizarán análisis de flujos de carga en condiciones N y N-1 y se identificarán las restricciones por sobrecargas en interconexiones y sobrecargas atribuibles a los porteos en los países, y se determinarán las ampliaciones de transmisión que las solucionen, a continuación, se identificarán las violaciones de voltaje y se determinarán los equipamientos de compensación reactiva que permitan solucionarlas. Las obras de transmisión identificadas serán las ampliaciones regionales para porteos e interconexiones entre países para el largo plazo.d) Considerando las ampliaciones de transmisión identificadas en los literales b) y c), se realizará un análisis de estabilidad de voltaje por medio de curvas QV. Este análisis se realizará para condiciones de demanda máxima y media ante importación de potencia de cada país, por el valor de la capacidad operativa mínima vigente. De este análisis se determinarán el equipamiento de compensación reactiva adicional que permita mantener una reserva de potencia reactiva mínima, y
---	--



<p><i>suministrada en las situaciones de contingencia simple, y se la comparará con el costo de mantener el servicio en caso de ocurrir cada contingencia;</i></p> <p><i>e) Se simulará el funcionamiento del MER para cada uno de los escenarios previstos operando sobre la estrategia de expansión seleccionada, con el Modelo de Simulación Operativa. Se verificará la factibilidad técnica y una razonable coincidencia entre los resultados del Modelo de Planificación y los resultados de las simulaciones</i></p>	<p>formará parte de las ampliaciones de transmisión nacional pendientes.</p> <p>e) Se verificará el cumplimiento de los CCSD, simulando importaciones, exportaciones y porteos hasta el valor de potencia de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente considerando las ampliaciones de transmisión resultante de los literales b), c) y d) anteriores. en caso necesario se determinarán ampliaciones de transmisión que correspondan.</p> <p>f) Se excluirán soluciones a violaciones de voltaje en nodos de sistemas radiales.</p> <p>g) Las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, para importación y exportación serán de responsabilidad nacional y las ampliaciones de porteo y de capacidad de interconexiones de responsabilidad regional.</p> <p>10.6.5.2 Determinación de las ampliaciones que incrementen la capacidad de transmisión más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.</p> <p>a) Se simulará la operación del MER (simulación operativa) en el escenario de expansión de la generación regional seleccionado para la planificación de largo plazo de la transmisión, utilizando el modelo computacional del SPGTR, sin considerar restricciones de transferencia de potencia entre países, identificando las interconexiones entre países en las cuales los flujos de potencia debido a los intercambios exceden la capacidad de intercambio internacional mínima.</p> <p>b) En el modelo de estudios eléctricos, considerando las ampliaciones de transmisión para alcanzar y mantener en el largo plazo la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente, se simularán los intercambios máximos obtenidos de la simulación operativa, considerando el despacho óptimo de la generación obtenido de la simulación operativa.</p> <p>c) Realizando análisis de flujos de carga en condición N y N-1, se identificarán y determinarán las soluciones a las sobrecargas y violaciones de voltaje atribuibles a los flujos de potencia de los intercambios simulados.</p> <p>d) Considerando las ampliaciones de transmisión identificadas en el literal c) anterior, se realizará un análisis de estabilidad de voltaje por medio de curvas QV. Este análisis se realizará para condiciones de demanda máxima y media de los países que figuran con importaciones superiores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente. De este análisis se determinará el equipamiento de compensación reactiva adicional que permita mantener una reserva de potencia reactiva mínima.</p> <p>e) Se verificará el cumplimiento de los CCSD ante las transferencias antes indicadas, y en caso necesario se determinarán ampliaciones adicionales.</p>
---	--



<p>d) Mediante el Modelo de Planificación se obtendrá la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR. Para cada escenario, el Modelo identificará las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación</p> <p>f) Se verificará la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento regional. De ser necesario efectuar correcciones a los parámetros del Modelo de Planificación y repetir el proceso descrito en este numeral;</p> <p>k) Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes a través de los CURTR, rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.</p> <p>j) Se realizarán estudios de riesgos, tanto técnicos como económicos, y la evaluación de costos de arrepentimiento. Los estudios de riesgos técnicos deberán como mínimo determinar el valor esperado de la energía no suministrada en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada. De resultar de estos estudios riesgos que se consideren elevados, se deberán corregir los escenarios de planificación y repetir el proceso.</p>	<p>10.7 Evaluación económica regional de ampliaciones de transmisión: Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión a partir del cálculo de los excedentes del consumidor y del productor (demandas y generadores), atendiendo los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Se realizará la evaluación económica de las ampliaciones de transmisión regional que incrementen la capacidad de transmisión más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.b) Las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para importación y exportación, y las ampliaciones de transmisión regional para porteos y ampliación de capacidad de interconexiones, que permiten alcanzar la capacidad de intercambio internacional mínima vigente, no requieren de evaluación económica regional para establecer la conveniencia de su ejecución debido a que son necesarias para cumplir requerimientos técnicos mínimos de la RTR y los CCSD.c) Se calcularán los siguientes indicadores de evaluación económica de las ampliaciones de transmisión:<ul style="list-style-type: none">i. Valor Presente Neto Incremental del Beneficio Social por país (VPNIBS): se calculará como la diferencia del VPN del Beneficio Social de la situación "Con ampliaciones", menos el VPN del Beneficio Social de la situación "Sin Ampliaciones".ii. Beneficio Neto (BN): se calculará como el VPNBS atribuible a la ampliación o grupo de ampliaciones de transmisión que se evalúa, menos el valor presente de las inversiones y costos de operación y mantenimiento de dichas ampliaciones.iii. Tasa Interna de Retorno (TIR): se estimará el rendimiento de la inversión de una ampliación o de un grupo de ampliaciones de transmisión por medio de una sensibilidad para tratar de encontrar un BN = 0, variando la tasa a la que se descontarán los flujos de caja.d) La evaluación económica se realizará para las ampliaciones de transmisión regional individuales o por grupos, utilizando el modelo computacional del SPGTR, para lo cual se seguirán los siguientes pasos:<ul style="list-style-type: none">i. A fin de estimar el excedente de cada generador y demanda, con la ampliación individual o grupo de ampliaciones, se simulará la operación del MER operando sobre la expansión completa de la transmisión regional, que incluye: las ampliaciones de transmisión nacional pendientes para importación y exportación, las ampliaciones de transmisión regional para porteo y las ampliaciones de interconexiones, así como las ampliaciones que incrementen la capacidad de transmisión más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente.ii. A fin de estimar el excedente de cada generador y demanda, sin la ampliación o grupo de ampliaciones, se simulará la operación del MER operando sobre la expansión de la transmisión regional, retirando o poniendo fuera de servicio la ampliación de transmisión individual o grupo de ampliaciones bajo evaluación.
--	--



	<ul style="list-style-type: none"> iii. Se calculará el excedente neto para cada generador y demanda, restando el excedente resultante con la ampliación individual o grupo de ampliaciones, menos el excedente resultante sin la ampliación o grupo de ampliaciones. iv. Se calculará el VPNIBS por país, sumando los excedentes netos de los agentes de cada país correspondiente. v. El VPNIBS para toda la región, será la suma de los VPNIBS de todos los países del MER. <p>e) Criterios de decisión: Para cada ampliación individual o grupo de ampliación de transmisión regional, se verificará el cumplimiento los criterios siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> i. Que el Valor Presente Neto Incremental del Beneficio Social (VPNIBS) sea mayor que cero. ii. Que el Beneficio Neto (BN) sea mayor que cero. iii. Que la Tasa Interna de Retorno (TIR) sea mayor que la Tasa de Descuento regional vigente. <p>f) En caso de que la TIR resulte indeterminada, el criterio de decisión se basará en los indicadores VPNIBS y BN.</p>
<p>10.6.2 En base al procedimiento descrito en el Numeral 10.6.1, el EOR preparará una lista de las ampliaciones de la transmisión que resultan seleccionadas en base a los indicadores de evaluación calculados según los requerimientos del Literal k) del numeral anterior y la estimación del riesgo que resulta del proceso descrito en el Literal j) del numeral anterior. Para elaborar esta lista el EOR seguirá los siguientes lineamientos:</p> <p>a) Incluir en la lista las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes;</p> <p>b) Identificar dentro del grupo mencionado en el Literal a) a aquellas expansiones para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales;</p> <p>c) Identificar dentro del grupo mencionado en el Literal a) a aquellas expansiones para las cuales los Beneficios Privados están principalmente concentrados en no más de tres (3) Agentes, excepto Transmisores. El criterio para esta clasificación será que un único Agente, excepto Transmisor, concentre más del 50% del beneficio, y tres (3) Agentes más del 80%;</p> <p>d) Identificar como candidatas a Ampliaciones Planificadas, a aquellas que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el Literal a), salvo las luego identificadas en los Literales b) y c); y</p>	<p>10.8 Con base al procedimiento descrito en el numeral 10.7, el EOR elaborará una lista de las ampliaciones de transmisión que resultan seleccionadas con base en los indicadores de evaluación económica. Para elaborar esta lista el EOR seguirá los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Incluirá en la lista las ampliaciones de transmisión regional para las cuales se cumplan los criterios de la evaluación económica establecidos en el literal e) del numeral 10.7 de este Libro, y cuya puesta en servicio será a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de la planificación de largo plazo de la transmisión regional; b) Identificará como <i>ampliaciones de transmisión regional a riesgo con beneficio regional parcial</i>, aquellas expansiones para las cuales los beneficios sociales están principalmente concentrados en un único país, usando como criterio una concentración de al menos 80% del VPNIBS total. c) Identificará como candidatas a <i>ampliaciones de transmisión regional planificadas</i>, aquellas para las cuales los beneficios sociales se encuentran dispersos en los países del MER, usando como criterio, que la concentración del VPNIBS total no alcance el 80% en un país. d) La concentración por país del VPNIBS total se calculará como el cociente que resulta de dividir la suma de los excedentes netos privados positivos de los generadores y demandas de un mismo país, entre la suma de los excedentes netos privados positivos de todos los generadores y demandas de los seis países, según se indica en la siguiente expresión matemática: $\%VPNIBS(P_w, l) = \frac{\sum_{GEW} ExcPr^+(G_{jw}, l) + \sum_{DEW} ExcPr^+(D_{iw}, l)}{\sum ExcPr^+(G_j, l) + ExcPr^+(D_i, l)} * 100\%$



	<p>Donde:</p> <p>$VPNIBS(P_w, l)$: Es la concentración del VPNIBS en el país w, atribuible a la ampliación l.</p> <p>$ExcPr^+(G_{jw}, l)$: Es el beneficio privado o excedente neto de los Generadores pertenecientes al país w, que resultaron con beneficio neto positivo atribuible a la ampliación l.</p> <p>$ExcPr^+(D_{iw}, l)$: Es el beneficio privado o excedente neto de los Demandas pertenecientes al país w, que resultaron con beneficio neto positivo atribuible a la ampliación l.</p> <p>$\sum ExcPr^+(G_j, l) + ExcPr^+(D_i, l)$: Es el denominador que corresponde a la sumatoria de los beneficios de todos los Generadores y Demandas que resultaron con beneficio neto positivo debido a la ampliación l (sin distinción del país).</p> <p>e) Las ampliaciones de transmisión regional necesarias para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente para porteo en cada país, por definición serán ampliaciones regionales planificadas.</p>
<p>e) Preparar los informes con recomendaciones para la CRIE. Estos informes deberán incluir la lista de recomendaciones seleccionadas según el procedimiento descrito en el Literal d). Las ampliaciones identificadas según el procedimiento descrito en los Literales b) y c) serán incluidas en una lista de candidatas a Ampliaciones a Riesgo, siendo necesaria para su consideración que el País o los Agentes, excepto Transmisores, que concentran la mayor parte de los beneficios se hagan cargo de los costos de construcción en proporción al porcentaje de beneficios que obtienen de la ampliación.</p> <p>10.6.3 El EOR incluirá en el Informe de Planificación a Largo Plazo de la RTR y el Diagnóstico de Mediano Plazo la lista de las ampliaciones recomendadas mencionada en el Literal e) del numeral anterior. Para cada ampliación recomendada el EOR deberá suministrar la siguiente información:</p> <p>a) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio.</p> <p>b) Costo estimado de la obra junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar, a conformidad de la CRIE, la factibilidad de la ampliación con el costo propuesto. La tasa de retorno de la ampliación propuesta debe ser mayor o igual a la tasa de descuento que especifique la CRIE cada año;</p> <p>c) La evaluación que permita acreditar la conveniencia de la ampliación y los beneficios que la obra introducirá para los</p>	<p>10.9 El EOR elaborará el informe del plan de expansión indicativo de la generación y transmisión regional, con al menos el siguiente contenido:</p> <p>a) Recomendación de las ampliaciones de transmisión siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Ampliaciones de transmisión nacional pendientes que permitirán alcanzar y mantener la capacidad operativa mínima vigente para importación y exportación de cada país. ii. Ampliaciones de transmisión regional planificadas que permitirán alcanzar y mantener la capacidad operativa mínima vigente de porteo en cada país y ampliaciones de interconexiones entre países del MER. iii. Ampliaciones de transmisión regional planificadas que permitirán alcanzar capacidades de transferencia de potencia entre pares de países, mayores a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima vigente. <p>b) Lista de ampliaciones de transmisión a riesgo con beneficio regional parcial.</p> <p>c) Costo estimado de cada ampliación de transmisión individual y del grupo de ampliaciones en caso de formar parte de un conjunto de ampliaciones funcionalmente complementarias.</p> <p>d) Memoria de cálculo de los indicadores de evaluación económica para las ampliaciones de transmisión regional planificadas y a riesgo con beneficio regional.</p> <p>e) Cronograma estimado de gestión y ejecución de las ampliaciones de transmisión planificadas, indicando fechas requeridas de puesta en servicio.</p> <p>f) Descripción del diseño general de las ampliaciones de transmisión recomendadas.</p> <p>g) Estimación de la capacidad operativa de intercambio internacional entre pares de países, considerando las ampliaciones de transmisión recomendadas, según se indica en el literal a) anterior.</p>



<p>Agentes;</p> <p>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;</p> <p>e) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento en la RTR de los CCSD con las nuevas instalaciones propuestas;</p> <p>f) Estimación de los Cargos de Transmisión con y sin las nuevas instalaciones propuestas, conforme al Régimen Tarifario establecido en el Capítulo 9 de este Libro.</p> <p>g) Evaluación para cada Agente que inyecta y Agente que retira y para cada país, del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que debe asumir;</p> <p>h) Enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación propuesta. Identificar bajo qué condiciones de incumplimiento de las hipótesis, es decir, retrasos en la puesta en servicio de la generación o en alcanzarse los niveles de demanda previstos la ampliación podría dejar de ser conveniente; e</p> <p>i) Identificación del impacto ambiental de la ampliación, según los criterios fijados en los Capítulos 14 y 15 de este Libro.</p>	<p>h) Estimación del incremento en los cargos de transmisión por cada ampliación o grupo de ampliaciones, calculado como una anualidad de la inversión más un costo estimado de la operación y mantenimiento.</p> <p>i) Hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nuevas plantas de generación, ampliaciones de transmisión y evolución de la Demanda contenidas en el escenario de expansión de la generación y transmisión regional.</p>
---	---

6. Proyección de demanda y costo de energía no suministrada

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
<p>10.7 Proyección de la Demanda</p> <p>10.7.1 El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM de cada País Miembro.</p>	<p>se trasladó al numeral 10.2.9</p>
<p>10.8 Costo de la Energía no Suministrada</p> <p>10.8.1 A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE elaborará y aprobará una metodología para determinar el Costo de la Energía no Suministrada en cada país. Esta metodología deberá ser aprobada por la CRIE antes de cumplirse un (1) año posterior a la vigencia</p>	<p>se trasladó al numeral 10.5.8</p>



de este Reglamento. El costo de la Energía no Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años.	
--	--

7. Modelos para la planificación

RMER	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
10.9 Modelos para la Planificación	
10.9.1 El EOR establecerá, con aprobación de la CRIE, las características y capacidades que se utilizarán en el Modelo de Planificación para la planificación de la expansión, las cuales se describen en el Anexo G de este Libro.	se trasladó al numeral 10.1.1

8. Coordinación con las ampliaciones de los sistemas nacionales

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
10.10 Coordinación con las Ampliaciones de los Sistemas Nacionales	
10.10.1 Los OS/OM deberán informar por escrito a la CRIE 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.	Derogar Razón de derecho: Estas actividades son atendidas, en los capítulos 2 o 4 del Libro III, o al momento de elaboración de la planificación del presente capítulo.
10.10.2 Cuando la ampliación sea en tensiones iguales o mayores a 115 kV, la CRIE solicitará al EOR que realice 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.	Derogar Razón de derecho: Estas actividades son atendidas, en los capítulos 2 o 4 del Libro III, o al momento de elaboración de la planificación del presente capítulo.
10.10.3 Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación formará parte de la RTR: a) La CRIE será la responsable de aprobar la Ampliación, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el Numeral 11.3 para las Ampliaciones a Riesgo; b) La CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la Ampliación en los términos descritos en el Numeral 11.3.14 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. c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado Regional a ser recaudado por medio del CURTR.	Derogar Razón de hecho: Este Artículo se refiere a ampliaciones de transmisión que son en principio desarrolladas a riesgo a partir de la planificación nacional o por iniciativa de agentes, siendo así, no tiene sentido que el regulador regional apruebe la ejecución de la ampliación y que de oficio ofrezca un IAR sin que lo solicite el propietario de la ampliación, esta intervención del regulador regional solo aplicaría en caso de que el iniciador solicite un IAR. La única intervención aplicable sería lo relacionado la solicitud de acceso a la RTR.



9. Razón de hecho para derogar el 10.2.1 c), es la siguiente:

RMER VIGENTE	PROPUESTA REGULATORIA DE MODIFICACIÓN DEL CAPÍTULO 10, DEL LIBRO III, DEL RMER
<i>10.2.1 c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado</i>	<i>Derogar</i> Razón de hecho: Este requerimiento no figura como criterio para determinar la expansión de la transmisión. Su cálculo introduce ineficiencia al proceso sin aportar utilidad.

10. Remuneración de las Ampliaciones Planificadas:

10.10 En el caso de las ampliaciones de transmisión regional planificadas para porteo y ampliaciones de interconexiones, resultantes de los estudios de planificación de la generación y transmisión regional, recomendadas por el EOR, éstas, serán remuneradas conforme la metodología establecida en la Regulación Regional para la remuneración de la línea SIEPAC.

6. CRITERIOS SEGUIDOS POR EL EOR EN LA IMPLEMENTACIÓN Y APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN REGIONAL.

“10. Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR)

10.1 Criterios Generales

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

- a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión: 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. 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. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El*



proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM;

- b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR: (i) revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles 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, (iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años;*
- c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE; y*
- d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.*

10.1.2 *Los estudios indicados en los Literales (a) y (b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros. Esta capacidad será fijada por la CRIE mediante Resolución.*

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

- a) Informe anual de Planificación a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre;*
- b) Informe anual de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil del mes de junio;*
- c) Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo, a pedido de la CRIE, que deberá presentar 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 de la ampliación;*
- d) Informe sobre la conformación de la RTR; y*
- e) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión.*

10.2 Alcance de la Planificación de Largo Plazo

10.2.1 *La Planificación de Largo Plazo tendrá como principal objetivo identificar las Ampliaciones de la Transmisión que:*

- a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo;*
- b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional. En estas ampliaciones los estudios deberán demostrar que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER; y*
- c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Índice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado.*

10.2.2 *En el desarrollo de la Planificación de Largo Plazo de la Transmisión se deberá considerar la planificación indicativa de la generación. Los lineamientos que seguirá la Planificación a Largo Plazo de la Transmisión, en relación con las ampliaciones de la generación informadas oficialmente por los Agentes de los Países Miembros serán los siguientes:*

- a) La Planificación a Largo Plazo evitará seleccionar como expansiones planificadas aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o grandes demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, haciéndoles desaparecer la señal de localización. En particular no se seleccionarán como ampliaciones planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;*
- b) Cuando se ejecuten ampliaciones se deberá adoptar un régimen operativo que asegure que las mejoras de confiabilidad sean efectivas;*
- c) El proceso de planificación debe considerar: (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones;*



- d) *La información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión, usado para la Planificación a Largo Plazo, que envíen los Agentes interesados a través de los OS/OM, deberá incluir como mínimo:*
- i. Empresa o Agente promotor del proyecto;*
 - ii. Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados;*
 - iii. Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto;*
 - iv. Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables;*
 - v. Los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, los cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos. Nivel estimado de error en cómputos y costos; y*
 - vi. Avance del financiamiento del proyecto.*
- e) *El EOR desarrollará los criterios para estimar un porcentaje de incremento de los costos informados de un proyecto en concepto de imprevistos, en función del grado de avance del mismo;*
- f) *A fin de considerar horizontes de planificación prolongados, el EOR podrá utilizar un modelo de simulación que determine una secuencia óptima de desarrollo de la generación que permita cubrir la demanda del sistema regional en cada momento.*

10.3 Alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo

10.3.1 *El Diagnóstico de Mediano Plazo tendrá los siguientes objetivos:*

- 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 CCSD;*
- 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 CCSD, 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.*

11.2 Aprobación de Ampliaciones Planificadas

11.2.1 *Las ampliaciones sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas cuando los estudios técnico económicos demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social a nivel regional, y en consecuencia estén en la lista que prepara el EOR según lo establecido en el Numeral 10.6.2, y que sean incluidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo o de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR. La CRIE verificará que, en los estudios realizados por el EOR, el valor presente neto del costo total asociado a suplir 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, sea mayor que cero. Para el cálculo del valor presente neto se usará la tasa de descuento que fije la CRIE.*

11.2.2 *La CRIE verificará la consistencia general de la información contenida en el Informe de Planificación a Largo Plazo, o de Diagnóstico de Mediano Plazo y podrá requerir la presentación de información faltante o adicional al EOR.*

11.2.3 *La CRIE, en un plazo de treinta (30) días, analizará el Informe de Planificación a Largo Plazo y el Informe de Diagnóstico de Mediano Plazo para verificar que cumple los criterios y procedimientos que establece el Reglamento, en particular en lo referente a:*

- a) La conveniencia económica de las obras;*



b) El cumplimiento de los CCSD de la RTR; y

c) El cumplimiento de las regulaciones ambientales nacionales y regionales.

11.2.4 Dentro de los cinco (5) días hábiles desde el momento en que la información contenida en el informe de Planificación a Largo Plazo y en el Diagnóstico de Mediano Plazo esté completa, la CRIE procederá a incluir en su sitio de Internet estos informes con las recomendaciones presentadas por el EOR, invitando, a través de los OS/OM, a todas las partes interesadas enviar sus comentarios y observaciones dentro de un plazo de treinta (30) días. La noticia sobre la disponibilidad en el sitio de Internet del informe será publicada en dos (2) periódicos de circulación masiva en cada uno de los países miembros durante tres (3) días consecutivos.

11.2.5 La CRIE propondrá a los Agentes identificados como candidatos a hacerse cargo de parte de los costos de alguna de las expansiones propuestas por el EOR que cumplen con las condiciones que se detallan en el Numeral 11.1.1 b), a analizar su interés en realizar la Ampliación a Riesgo. Estos tendrán un plazo de sesenta (60) días para dar una respuesta a la CRIE.

11.2.6 En un plazo no mayor de setenta y cinco (75) días de recibidas las recomendaciones contenidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo y de Diagnóstico de Mediano Plazo, y una vez obtenidas las respuestas de los OS/OM y los Agentes según lo mencionado en el Numeral 11.2.5, la CRIE, en consulta con los Reguladores Nacionales, decidirá la aprobación o rechazo de cada una de las Ampliaciones Planificadas propuestas sobre la base de las conclusiones obtenidas de la verificación de los respectivos informes, las opiniones y las eventuales observaciones recibidas de organismos u opinión pública.

11.2.7 La CRIE emitirá una resolución aprobando o rechazando las ampliaciones planificadas por el EOR. El dictamen podrá aprobar parcialmente el conjunto de obras propuestas en el plan de ampliaciones, pero en este caso deberá requerir la opinión del EOR con relación al impacto de esta medida. La resolución deberá estar fundamentada con todos los estudios realizados y contener todas las opiniones y observaciones recibidas sobre el plan propuesto. La CRIE notificará la resolución al EOR y los OS/OM. Asimismo, la CRIE publicará la resolución en su sitio de Internet.

11.2.8 De considerarlo procedente, la CRIE podrá requerir del EOR, la reformulación completa o parcial de la propuesta en relación con alguna Ampliación Planificada en particular. El EOR, contará con un plazo, determinado por la CRIE de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La



nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original.”