Anexo 1 resolución CRIE-09-2022

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

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

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

2. Modificar la denominación de ***Ampliación***, establecida en la sección de *"Definiciones"* del "*Glosario*" del Libro I del RMER por ***Ampliación del primer sistema de transmisión regional***.

3. Modificar la denominación de ***Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión***, establecida en la sección de *"Definiciones"* del *"Glosario"* del Libro I del RMER por ***Límite térmico continúo de un elemento de Transmisión***.

4. Modificar la denominación de ***Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión***, establecida en la sección de *"Definiciones"* del *"Glosario"* del Libro I del RMER por ***Límite térmico de emergencia***.

5. Modificar la denominación y la definición de ***Conexión*** por ***Conexión a la Línea SIEPAC*** en la sección de *"Definiciones"* del *"Glosario"* del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

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

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

   Empresa de Transmisión Regional
   Empresa propietaria de Ampliaciones de Transmisión Regional.

7. Derogar la definición de ***Excedente del consumidor***, establecida en la sección de *"Definiciones"* del *"Glosario"* del Libro I del RMER.

8. Modificar la denominación y la definición de ***Iniciador (de una Ampliación a Riesgo)*** por ***Iniciador*** en la sección de *"Definiciones"* del *"Glosario"* del Libro I del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

Iniciador
Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para realizar una Ampliación a Riesgo o una Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial.

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

Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional
Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de las ampliaciones de transmisión regionales y las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.

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

Ampliación de Transmisión Regional
Ampliación del Sistema de Transmisión Regional para aumentar la Capacidad de Transmisión Regional y cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Nacionales y Regionales, tomando en cuenta las Ampliaciones de Transmisión Nacional y las Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM.

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

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

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

Plantas de generación de carácter regional
Es aquella instalación de generación de electricidad, que mantenga uno o más contratos de mediano o largo plazo con uno o varios agentes del mercado y que la central de generación que se comprometa en el contrato se encuentre ubicada en un país diferente a donde se encuentra ubicado el comprador o compradores.

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

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

COIIM: Capacidad Operativa de Intercambio Internacional Mínima

15. Modificar el acrónimo *"SPTR"* establecido en la sección de *"Nomenclatura"* del *"Glosario"* del Libro I del RMER por *"**SPGTR**: Sistema de Planificación de la Generación y la Transmisión Regional"*.

16. Modificar el RMER, con el objeto que en donde se indica el acrónimo *"SPTR"* se sustituya por el acrónimo *"SPGTR"*.

17. Modificar los literales d), e) y f) del numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER, para que se lean de la siguiente forma:

d) Autorizar las Ampliaciones Regionales Planificadas individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes de la RTR, según lo establecido en el literal a) del numeral 10.3.4.6 del Libro III y que sean incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional. La CRIE verificará que los estudios hayan sido realizados por el EOR, conforme lo establecido en el numeral 10.3.4.4 del Libro III. Una vez autorizada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Regional Planificada, será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional del país o los países donde se ubique dicha ampliación;

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

f) Autorizar las Ampliaciones a Riesgo, que si bien son propuestas por un Iniciador, son identificadas por el EOR que en el futuro formarán parte de la RTR. Una vez autorizada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los países donde se ubique la ampliación;

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

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

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

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

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

a) Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales, de las Ampliaciones Regionales Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional;

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

2.2.4 Las Ampliaciones Regionales Planificadas, las Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial y las Ampliaciones a Riesgo a las que se les haya concedido un Ingreso Autorizado Regional, serán parte de la RTR desde el momento de su puesta en servicio, hasta la finalización de su período de amortización.

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

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

10.1 Generalidades

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

a) Diagnóstico de Mediano Plazo: Siendo su propósito: evaluar la situación del SER con un horizonte de los primeros tres (3) años contados a partir del año subsiguiente en que se inicia el estudio y que comprende las siguientes actividades: i) revisar la capacidad de transmisión regional de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda del SER cumpliendo con los CCSD; ii) identificar las redes de transmisión nacional que disminuyen la capacidad de transmisión regional y que no cumplen los CCSD; iii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM a mediano plazo y la necesidad del cambio de equipos asociados al SER por otros de mayor capacidad, necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional

sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima. Dichas ampliaciones serán informadas por el EOR a los respectivos Comités Técnicos, solicitándoles opinión técnica sobre su ejecución, mejora de la propuesta o una contrapropuesta, para considerarlas en los estudios de planificación regional de largo plazo.

b) Planificación Regional de Largo Plazo: Siendo su propósito: i) identificar las ampliaciones regionales de transmisión que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, que cumplan con los CCSD a nivel regional y signifiquen el aumento de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima; y ii) identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, cumpliendo con los CCSD.

   La Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, se realizará con un horizonte de al menos quince (15) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión, debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación Regional de Largo Plazo de la Expansión debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país, que el EOR solicite a la entidad nacional competente encargada de la planificación de la generación y de la transmisión nacional.

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

10.1.2 Los estudios indicados en los literales a) y b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros. Esta capacidad de transmisión regional será fijada por la CRIE mediante Resolución. Su uso está definido para cubrir las transacciones internacionales en el MER, debiéndose evitar la reducción de la capacidad de transmisión regional por parte de los sistemas eléctricos nacionales al abastecer su propia demanda, a nivel de la planificación y ejecución de la expansión de la transmisión nacional.

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

a) Informe bienal sobre contenido básico de la Base de Datos Regional para la planificación regional, a más tardar el último día hábil del mes de febrero del primer año de elaboración de los estudios de planificación regional;

b) Informe bienal de Diagnóstico de Mediano Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los estudios de planificación regional;

c) Informe bienal de la planificación indicativo de la expansión de la generación regional, a más tardar el último día hábil del mes de julio del primer año de elaboración de los estudios de planificación; y

d) Informe bienal de la planificación indicativo de la expansión de la transmisión regional de Largo Plazo, a más tardar el último día hábil del mes de diciembre del primer año del periodo bienal de elaboración de los estudios de planificación regional.

El plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, está constituido por la integración de los informes de los literales anteriores, mismo que deberá publicar el EOR a más tardar el último día del mes de diciembre del primer año del periodo bienal. El plazo de publicación podrá ser prorrogado por la CRIE a solicitud del EOR por un plazo máximo de 20 días hábiles, una única vez, por causas debidamente justificadas.

Además, el EOR presentará a solicitud de la CRIE, los Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo solicitadas por Iniciadores, que deberá presentar a más tardar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, sobre la base de los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador, según lo establecido en el numeral 11.3.2.

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

a) Primer día hábil de enero del primer año del periodo bienal: los OS/OM, deberán entregar los planes de expansión de la generación y la transmisión nacional aprobados y la información correspondiente requerida para conformar la Base de Datos Regional para la planificación regional en formato digital. En su defecto, los OS/OM deberán entregar una versión preliminar de dicha información a efecto de que el EOR pueda comenzar con los estudios. En caso de no contar con la información en tiempo y forma, el EOR deberá estimar los datos faltantes informándolo al respectivo OS/OM;

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

c) El EOR realizará un cierre de la conformación de la Base de Datos Regional para la planificación regional, con las recomendaciones elaboradas e informadas por el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), constituidos según lo indicado en el numeral 1.5.5 del Libro I del RMER, antes del último día hábil de febrero del primer año del estudio, prorrogable por un plazo máximo de quince (15) días hábiles.

10.1.5 En la primera semana del mes de octubre, previo al primer año del periodo bienal, el EOR deberá solicitar al CDMER la política de integración eléctrica regional. Si para el último día hábil de noviembre previo al periodo bienal, el CDMER no emite la referida política, el EOR desarrollará las premisas técnicas mínimas sobre las cuales basará su ejercicio de planificación regional, las cuales remitirá al CDMER para su consideración a más tardar el último día hábil del mes de diciembre previo al primer año del periodo bienal.

El EOR, con o sin el pronunciamiento del CDMER, formalizará y publicará las premisas técnicas mínimas a más tardar el último día hábil del mes de enero.

10.2 Diagnóstico de Mediano Plazo

10.2.1 Alcances de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo

10.2.1.1 Los alcances del estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR son los siguientes:

a) Con base en los escenarios previsibles de la generación y de demanda nacional que sean representativos del funcionamiento eléctrico del SER, sin transferencias de potencia entre países, identificar las Ampliaciones de Transmisión Nacional cumpliendo con los CCSD;

b) Revisar la capacidad operativa de transmisión de la RTR para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda nacional, que cumplan con los CCSD y verificar si se cumple con el numeral 10.1.2;

c) Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros, cumpliendo con los CCSD y proponer en cada caso, las eventuales medidas correctivas o preventivas acorde con los tiempos y recursos disponibles en la RTR;

d) Identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM, necesarias para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de Países Miembros, cumpliendo con los CCSD;

e) Evaluar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad nominal, cuando estos resulten una limitante para las ampliaciones de transmisión o de la generación;

f) El EOR deberá indicar los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión, que se encuentran en servicio;

g) El EOR empleará las herramientas tecnológicas del Anexo G del Libro III del RMER y se deberán realizar al menos los siguientes estudios: i) análisis de flujos de carga, ii) análisis de contingencias, iii) análisis de curvas potencia- voltaje y potencia reactiva- voltaje (PV/QV), iv) análisis de estabilidad transitoria y v) análisis por variaciones de la generación eólica y solar;

h) El EOR remitirá a las entidades nacionales de planificación involucradas, que se han identificado ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y solicitará su opinión sobre las mismas.

10.2.2 Lineamientos de los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo

10.2.2.1 El EOR al elaborar los estudios de Diagnóstico de Mediano Plazo, deberá cumplir los siguientes lineamientos:

a) Estimación de la capacidad operativa futura por medio de análisis de curvas potencia-voltaje (PV) que existirán entre países adyacentes, para las condiciones de demanda máxima, media y mínima, en estaciones de verano e invierno. No se considerarán condiciones limitantes al nivel de transferencia, las sobrecargas y violaciones de voltaje que se identificaron para los estados sin transferencias, a menos que se identifique que la condición de sobrecargas y violaciones de voltaje progresa con el incremento de transferencias entre las áreas de control bajo análisis;

b) Determinación de sobrecargas y violaciones de voltaje, en condiciones sin transferencia en cada área de control;

c) Se identificarán soluciones preliminares a las sobrecargas y violaciones de voltaje, que se confirmaron como restrictivas al incremento de transferencias;

d) Se verificará la efectividad de las soluciones preliminares a las sobrecargas y violaciones de voltaje, simulando el SER por medio de corridas de flujo de carga y simulaciones dinámicas en condición N y N-1 y confirmando que las sobrecargas y violaciones de voltaje restrictivas a las transferencias han desaparecido y no han aparecido nuevos incumplimientos de los CCSD, en tal caso, se continuará el proceso para determinar soluciones complementarias;

e) Se realizará análisis por medio de curvas Potencia Reactiva – Voltaje (QV) para establecer conclusiones sobre las reservas de potencia reactiva y se determinarán en forma preliminar las estrategias de compensación reactiva que sean convenientes.

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

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

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

a) Maximicen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.3.4.6;

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

c) Signifiquen un incremento de la capacidad de transmisión regional más allá de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, establecida por la CRIE, tomando en cuenta las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM a mediano y largo plazo y recomendar aquellas ampliaciones de trasmisión regional que satisfagan los criterios de evaluación económica y de beneficio regional, establecidos en los numerales 10.3.4.5 y 10.3.4.6;

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

10.3.1.2 En caso de que la transmisión nacional existente y planificada de los Países Miembros del MER, fuera insuficiente para alcanzar y mantener la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre pares de países y cumplir con los requerimientos técnicos establecidos en el numeral 16.2.9, el EOR procederá a identificar las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM y estimará su costo de ejecución. Para ello, se considerarán las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM que fueron identificadas en el Diagnóstico de Mediano Plazo y las revisiones técnicas efectuadas por los Comités Técnicos del EOR.

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

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

a) Considerar la planificación indicativa de la generación regional;

b) La Planificación de la transmisión regional a Largo Plazo, evitará seleccionar como ampliaciones regionales planificadas a aquellas que signifiquen que nuevas plantas generadoras o nuevas demandas fuera de la RTR no paguen los costos de conectarse a la misma, sin considerar la señal económica de localización. En particular, no se seleccionarán como ampliaciones regionales planificadas aquellas cuyos beneficios estén concentrados en una única planta generadora o demanda;

c) El estudio de planificación de la transmisión regional a largo plazo debe considerar: i) la información relacionada con la planificación de la generación y la transmisión nacionales; ii) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los

OS/OM de cada país sobre futuras expansiones; y iii) las autorizaciones de ampliaciones de transmisión nacionales y regionales;

d) Los proyectos de ampliaciones de transmisión nacional o transmisión regional comprenden líneas o grupos de líneas de transmisión, subestaciones de transformación de potencia o de fase, convertidores AC/DC/AC y estaciones de compensación de potencia reactiva y control de tensión, asociadas a las transacciones internacionales de energía.

10.3.2.2 En el desarrollo de la Planificación de la Generación Regional de Largo Plazo, el EOR desarrollará los escenarios de expansión de generación regional, con base en la política de integración eléctrica regional que emita el CDMER, de acuerdo con lo establecido en el numeral 10.1.5.

10.3.2.3 El EOR solicitará a las entidades competentes de la planificación nacional, la información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión nacional, que utilizará para desarrollar la Planificación de la Generación y la Transmisión Regional de Largo Plazo, que deberá incluir como mínimo, lo siguiente:

a) Agente o futuro Agente promotor del proyecto;

b) Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados;

c) Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto, considerando sus correspondientes parámetros técnicos y económicos;

d) Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables, en caso de que dichos estudios estén disponibles;

e) Estimación de los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos; y

f) Avance del financiamiento del proyecto, en caso de que esté disponible.

10.3.3 Conceptos a considerar en la planificación de largo plazo

10.3.3.1 El excedente del consumidor, se calcula como el producto de la energía suministrada a la demanda por la diferencia entre el precio que la demanda estaría dispuesta a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el precio de mercado de la energía suministrada dado por el costo marginal. El cálculo del excedente del consumidor se realizará de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo M de este Libro.

10.3.3.2 El excedente del productor, se calcula como el producto de la cantidad de energía vendida por un generador por la diferencia entre el precio de venta y el costo total variable de producción.

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

10.3.3.4 El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en los costos asociados a los nuevos proyectos de inversión, los costos variables de generación y la Energía No Suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR. El Costo de Energía No Suministrada se determinará conforme a lo establecido en el Anexo L del Libro III.

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

10.3.3.6 El modelo de planificación deberá identificar los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, a los grupos de ampliaciones de transmisión identificados o a las ampliaciones de transmisión individuales.

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

10.3.4 Procedimiento para la Planificación de Largo Plazo

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

a) Conformación de la Base de Datos Regional;
b) Diagnóstico de Mediano Plazo del numeral 10.2;
c) Planificación indicativa de la expansión de la generación regional;
d) Planificación indicativa de la expansión de la transmisión regional;
e) Clasificación de las ampliaciones de transmisión de la alternativa de expansión seleccionada; y
f) Identificación de las ampliaciones de la transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM identificadas y de las ampliaciones de la transmisión regional recomendadas.

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

a) La conformación de la Base de Datos Regional utilizará:

i. la información contenida en la Base de Datos Regional que se describe en el numeral 5.1 de este Libro. La Base de Datos Regional será complementada y actualizada con datos para la planificación regional, que deben suministrar los Agentes a través de los OS/OM de cada uno de los países del MER;
ii. los informes de planificación de la expansión de la generación y la transmisión nacional actualizados al momento de conformar la Base de Datos Regional, de acuerdo con lo establecido por la entidad nacional de planificación de cada uno de los países del MER; y
iii. datos de fuentes propias.

b) Se incluirán las recomendaciones que formule fehacientemente el Comité Técnico de Planificación de la Expansión de la Transmisión (CTPET) y el Comité Técnico de Planificación y Expansión de la Generación (CTPEG), en cuanto resulten relevantes para la elaboración de la planificación regional. El EOR solicitará a las entidades nacionales de Planificación, una certificación del contenido de los planes nacionales de expansión.

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

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

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

a) Definición del escenario base de suministro eléctrico:

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

Respecto a los planes nacionales de expansión de la generación:

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

modelo de optimización, opcionalmente como firmes o como candidatos, siempre que tengan la posibilidad de desarrollarse.

b) Formulación de los escenarios de generación:

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

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

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

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

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

d) Consulta a los Comités Técnicos:

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

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

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

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

a) Se tomarán como datos de entrada:

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

b) Respecto de las ampliaciones de la transmisión nacional en los Planes de Transmisión Nacional:

   Para el periodo de planificación indicativa de la transmisión regional, considerar en firme los proyectos de transmisión nacional cuya ejecución está programada en los Planes de Transmisión Nacional.

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

   Para el periodo de planificación de la transmisión regional, considerar en firme a las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM que ha identificado el EOR en el estudio de Diagnóstico de Mediano plazo, e identificar las

ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM en el largo plazo.

d) Etapas de la planificación:

La planificación de la expansión de la transmisión regional de largo plazo se desarrollará en dos etapas para los primeros diez años del horizonte de planificación, con base al escenario identificado en el literal e) del numeral 10.3.4.3; las Ampliaciones identificadas en cada etapa serán incorporadas en el análisis de las etapas posteriores:

i. etapa I: identificación de las ampliaciones de transmisión nacionales para alcanzar y mantener la COIIM mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios eléctricos, con base al escenario con transferencias de corto plazo entre los países, que respeta la capacidad operativa mínima de intercambio internacional vigente;
ii. etapa II: identificación de las ampliaciones regionales de transmisión mediante estudios de expansión óptimos de la transmisión y estudios eléctricos, con base al escenario de referencia seleccionado para el desarrollo de la expansión de la transmisión regional; serán evaluados opciones de incrementos o decrementos respecto a la nueva capacidad operativa de transmisión (mayor que la capacidad operativa de intercambio internacional mínima) entre países. El escenario de referencia podrá dar lugar a una o más alternativas completas o incrementales de expansión de la transmisión regional.

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

El escenario de expansión de la transmisión será analizado con el modelo de expansión de la transmisión y de estudios eléctricos, con el objeto de determinar soluciones conjuntas interdependientes y completas de expansión de la transmisión regional, utilizando donde corresponda los estudios siguientes:

i. expansión óptima: mediante el modelo de planificación de expansión de la transmisión se identificará las ampliaciones de transmisión regional que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las ampliaciones de transmisión regional que minimicen los costos de inversión y operación.

ii. estudios eléctricos: mediante los modelos de estudios eléctricos, se identificarán eventuales ampliaciones de transmisión regional complementarias a las alternativas de expansión determinadas en el estudio de expansión óptima, que permitan cumplir con los CCSD; o reformar las capacidades de las ampliaciones de transmisión regional identificadas y repetir el estudio de expansión óptima. Los estudios eléctricos deben considerar:

(1) los escenarios de demanda y generación en base a los resultados de la expansión óptima de este literal e), relativo a los despachos económicos y a las ampliaciones de expansión de transmisión regional. Se deben considerar, como mínimo, escenarios de época seca y época lluviosa, para condiciones de demanda máxima y demanda media;
(2) los estudios eléctricos permitirán analizar el funcionamiento en estado estable de la RTR con los modelos de estudios eléctricos, determinar los requerimientos de compensación reactiva y verificar la capacidad operativa de transmisión regional para cumplir con los CCSD;
(3) los estudios de estado estable partirán de un nivel de disponibilidad total (condición N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) simples de líneas, transformadores (excepto aquellos que sirven exclusivamente a cargas) y generadores (condición N-1), verificándose la condición de carga de los circuitos y de los voltajes de barra en los elementos de la red de transmisión regional;
(4) a criterio del EOR, podrá analizarse el funcionamiento de estado dinámico en el largo plazo para evaluar sobrecargas o violaciones de voltaje ante disparo de líneas de interconexión o de inyección; y
(5) para el largo plazo, se podrán realizar estudios eléctricos más generalizados e indicativos de eventuales problemas de los proyectos y que puedan condicionar el escenario económicamente.

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

10.3.4.5 Factibilidad económica: Para la evaluación económica de las alternativas de expansión regional, conformada por ampliaciones regionales individuales o en grupo, se seguirán los siguientes pasos:

a) Se simulará el funcionamiento del MER, para cada uno de los escenarios de referencia previstos para la planificación de la expansión indicativa de la transmisión regional, operando sobre cada alternativa completa de expansión de la transmisión regional, identificada en la etapa II contenida en el literal d) del numeral 10.3.4.4 que antecede, con el modelo de simulación operativa que permita obtener datos de costos de operación y mantenimiento, costos de combustibles y Costos de Energía No Suministrada;

b) Determinar el Valor Presente Neto del flujo de caja de ingresos y egresos de cada alternativa de expansión regional o alternativamente, de los beneficios incrementales respecto al escenario sin expansión;

c) Se analizará la sensibilidad del Valor Presente Neto indicado en el literal b) que antecede, para cada alternativa de expansión regional con relación a variaciones de los parámetros de entrada incluyendo como mínimo el crecimiento de la demanda,

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

d) Con base en los resultados de las evaluaciones anteriores, establecer un orden de mérito de las alternativas de expansión regional de la red de transmisión mediante la aplicación del método de minimización del máximo costo de arrepentimiento, considerando el valor esperado de los Beneficios Sociales netos;

e) Para cada alternativa de expansión regional, verificar el cumplimiento de al menos dos de los siguientes criterios:

   i. el Valor Presente Neto de la serie de costos de operación y mantenimiento, costos variables de combustibles y costo de la ENS, asociado a la situación sin proyecto sea mayor que el valor presente de la suma de costos de capital, costos de operación y mantenimiento, costos variables de combustibles y costo de la ENS, asociado a la situación con proyecto;

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

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

   En caso de incumplimiento de al menos dos de los criterios anteriores, el EOR deberá revisar la alternativa seleccionada mediante los estudios de expansión, determinando si es posible realizar ajustes o descartar el análisis de dicha alternativa de expansión.

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

10.3.4.6 El EOR clasificará las ampliaciones de la transmisión regional que corresponden a la alternativa de expansión regional que resulte seleccionada. Para clasificar las ampliaciones, el EOR observará lo siguiente:

a) Incluir en la lista las ampliaciones regionales de transmisión, las ampliaciones individuales o grupales, para las cuales se cumplan los criterios de la evaluación económica establecidos en el literal e) del numeral 10.3.4.5 que antecede y cuya puesta en servicio debería ser a más tardar en los primeros cinco (5) años del horizonte del estudio de planificación;

b) Identificar dentro del grupo mencionado en el literal a) anterior, a aquellas ampliaciones regionales de transmisión para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando para el efecto un valor del 80% de los beneficios totales, que corresponde al cociente que resulta de dividir el valor presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos por país entre la suma de los valores presente neto de los Beneficios Sociales netos positivos de los seis países;

c) Identificar como candidatas a ampliaciones regionales planificadas, aquellas ampliaciones que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el literal a) de este mismo numeral, salvo las identificadas en el literal b) anterior. Las ampliaciones identificadas según el procedimiento descrito en el literal b) anterior, serán incluidas en una lista de ampliaciones regionales con beneficio regional parcial; y

d) Preparar los informes con recomendaciones. Estos informes deberán incluir la lista de ampliaciones de transmisión regional seleccionadas según el procedimiento descrito en los literales que anteceden y la lista con las ampliaciones de transmisión nacional para alcanzar y mantener la COIIM.

10.3.4.7 El EOR incluirá en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo de la Transmisión Regional de Largo Plazo, la lista de las ampliaciones de transmisión regional que se derivan de lo establecido en el literal d) del numeral 10.3.4.6 anterior. Para cada ampliación de transmisión regional recomendada, el EOR deberá suministrar la siguiente información:

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

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

10.4 Proyección de la Demanda

10.4.1 El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM para la conformación de la Base de Datos Regional que se utilizará en la planificación regional. El EOR deberá analizar la razonabilidad de cada proyección nacional recibida, de detectar inconsistencias deberá proceder conforme a lo establecido en el numeral 2.4.6 del Libro I.

10.4.2 Será responsabilidad del EOR homologar cronológicamente las curvas de carga de todos los países con el objeto de modelar adecuadamente los registros de potencia en la curva de demanda regional, según las necesidades de cada uno de los estudios requeridos. En caso de detectar inconsistencias, deberá realizar los análisis y las adecuaciones necesarias de acuerdo con el OS/OM.

10.4.3 Respecto de la modelación de la demanda requerida para su uso en el estudio, se deberán tener en cuenta los requerimientos al respecto de todos los estudios necesarios y las particularidades de modelación del SPGTR. En principio se deberá disponer de demandas para:

a) Simulaciones de despacho de generación;
b) Estudios de funcionamiento eléctrico;
c) Simulaciones para otros estudios que requieran modelar la elasticidad de la demanda; y
d) Cualquier otro estudio o simulación que requiera una modelación de demanda con características particulares.

10.5 Modelos para la Planificación

10.5.1 El EOR deberá mantener accesible en forma digital las bases de datos de los modelos y casos de estudios, con el objeto de brindar transparencia y accesibilidad a los interesados, siguiendo el procedimiento de accesibilidad del EOR.

10.5.2 El EOR deberá mantener actualizados los modelos indicados en el Anexo G de este Libro, mediante revisiones periódicas, en las cuales deberá ir ampliando la funcionalidad e incorporando mejoras al mismo, de acuerdo con las necesidades del MER y los cambios tecnológicos.

10.6 Coordinación con las Ampliaciones de los Sistemas de Transmisión Nacional

10.6.1 Los OS/OM deberán informar por escrito al EOR de las ampliaciones de los respectivos sistemas de transmisión. Cuando la Ampliación sea en una tensión igual o

mayor a 115 kV, junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.

10.6.2 Cuando la ampliación sea en tensiones iguales o mayores a 115 kV, el EOR realizará la evaluación sobre si la ampliación formará parte de la RTR. Para esta evaluación el EOR seguirá los criterios y procedimientos que se establecen en el Capítulo 2 de este Libro.

10.6.3 Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación de transmisión nacional formará parte de la RTR:

a) La CRIE será la responsable de aprobar la solicitud para conectar la Ampliación de Transmisión Nacional a la RTR, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el numeral 11.3.2.1 para las Ampliaciones Regionales a Riesgo;

b) Si la Ampliación de Transmisión Nacional aumenta la capacidad de transmisión regional por encima de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima, entonces la CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la ampliación de transmisión nacional y sobre la base de los resultados de esta evaluación, el Ingreso Autorizado Regional que el titular de la Ampliación podría percibir. La CRIE informará al titular de la Ampliación sobre el Ingreso Autorizado Regional que le podría corresponder y su categorización como Ampliación Regional con Beneficio Regional Parcial;

c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado Regional. La CRIE actualizará la capacidad operativa mínima de intercambio internacional en el valor correspondiente.

10.6.4 Las ampliaciones solicitadas por los Agentes y que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER y que no sean identificadas mediante la aplicación de los numerales 10.6.2 y 10.6.3 de este Libro como pertenecientes a la RTR, deberán ser realizadas siguiendo los procedimientos establecidos por la regulación nacional, pero quedando a cargo de los OS/OM verificar que la ampliación no disminuya la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la RTR. En caso de que el OS/OM correspondiente, verifique que la ampliación disminuye la capacidad operativa de transmisión o el cumplimiento de los CCSD, deberá coordinar las modificaciones requeridas para subsanar esta situación.

10.6.5 La coordinación entre el EOR, los Comités Técnicos y los Agentes, deberá ser documentada por el EOR, llevando un registro histórico de estas actuaciones.

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

11. Ampliaciones de la RTR

11.1 Generalidades

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

a) Ampliaciones Regionales Planificadas identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada que sean autorizadas por la CRIE y su ejecución es gestionada en el numeral 11.4; y que satisface los criterios de factibilidad técnica, de beneficio regional establecidos en el RMER, las cuales serán remuneradas completamente por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente;

b) Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación regional a Largo Plazo, como parte de la alternativa de expansión de la transmisión regional seleccionada, que no sean consideradas Ampliaciones Regionales Planificadas por concentrar mayormente sus beneficios en un único país, cuya ejecución debería ser de interés nacional y que satisface los criterios de factibilidad técnica establecidos en el RMER. La Ampliación será remunerada parcialmente en función de los beneficios regionales por medio del Ingreso Autorizado Regional correspondiente;

c) Ampliaciones de Transmisión Nacional para alcanzar y mantener la COIIM son ampliaciones identificadas en el proceso de Planificación regional a mediano y a largo plazo, como necesarias para satisfacer la demanda nacional con la generación nacional, en un escenario de autosuficiencia y con un escenario con transferencias entre países, sin disminuir la capacidad de transmisión regional por debajo de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima establecida por la CRIE que no fueron identificadas en los Planes Nacionales de Transmisión;

d) Ampliaciones a Riesgo propuestas por los Agentes o terceras partes, que sean autorizadas por las regulaciones nacionales e identificadas por el EOR como pertenecientes, a partir de su operación comercial, a la RTR.

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

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

11.1.4 Cuando una ampliación tenga por objeto conectar directamente con la RTR a un Agente que no está vinculado con la red de su país, el interesado deberá seguir el procedimiento de acceso a la RTR del capítulo 4 de este Libro y quedará sujeto a

autorización por la CRIE, adicionalmente, a las autorizaciones requeridas en los países involucrados.

11.2 Ampliaciones Regionales Planificadas

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

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

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

11.2.2 La CRIE podrá autorizar la ejecución de las Ampliaciones Regionales Planificadas con base a la evaluación de las propuestas de ampliaciones según lo establecido en el numeral 11.2.1. Adicionalmente, la CRIE podrá autorizar la ejecución de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial atendiendo para el efecto lo establecido en el apartado 11.3.1.

11.2.3 Las ampliaciones regionales de transmisión sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas, individualmente o como grupos de ampliaciones regionales interdependientes, cuando estén incluidas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional.

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

11.3.1 Autorización de Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial

11.3.1.1 El Iniciador interesado en construir Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que realiza el EOR conforme el Capítulo 10 de este Libro, a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 de este Libro, podrán utilizar los estudios contenidos en dicho Plan para ser presentados ante la CRIE.

11.3.1.2 Un Iniciador podrá solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional parcial a la CRIE, conforme la metodología de cargos vigente.

11.3.2 Autorización de Ampliaciones a Riesgo

11.3.2.1 Un Iniciador de una Ampliación a Riesgo, solicitará al EOR la información contenida en la Base de Datos Regional, para realizar los estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los CCSD con la ampliación propuesta, dichos estudios se realizarán con los criterios que se establecen en el Capítulo 17 de este Libro.

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

11.3.2.3 Una vez el EOR determiné que una ampliación formará parte de la RTR, el Iniciador interesado en construir una ampliación a riesgo, podrá realizar por su propia cuenta los estudios necesarios para solicitar a la CRIE un Ingreso Autorizado Regional parcial, siempre y cuando los resultados de los mismos sean revisados por el EOR. En caso de que el Iniciador desee que el EOR realice los estudios, solicitará una oferta al EOR.

11.3.2.4 La solicitud para realizar la Ampliación a Riesgo será presentada a la CRIE. Para cada ampliación propuesta, el respectivo Iniciador deberá incluir junto con la solicitud, la siguiente información:

a) Constancia que es un Agente en el país donde se ubica la ampliación o de que está tramitando la misma, según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;
b) Memoria técnica de la ampliación, identificando claramente la ubicación de las instalaciones asociadas, que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión vigentes en cada país donde se ubiquen las respectivas instalaciones;
c) Estudios técnicos indicados en el numeral 11.3.2.1 que antecede;
d) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio; y
e) El costo estimado de la ampliación.

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

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

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

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

b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos con los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación Regional Planificada. La recomendación de su adecuación debe estar incluida en el Informe de Planificación de la Expansión Indicativo de la Transmisión Regional de Largo Plazo que el EOR realiza como parte del proceso de planificación indicado en el Capítulo 10 del presente Libro;

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

Los Iniciadores interesados en construir las Ampliaciones Regionales Planificadas y Ampliaciones Regionales con Beneficio Regional Parcial autorizadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 de este Libro, identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de la Generación y la Transmisión Regional que realiza el EOR conforme el Capítulo 10 de este Libro, a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 de este Libro, podrán utilizar los estudios contenidos en dicho Plan. Si la ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional, para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Iniciador, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

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

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

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

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

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

M.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR

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

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

Excedente del consumidor para la característica elástica

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

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

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

Excedente del consumidor para la característica inelástica

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

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

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

1) Procedimiento de Cálculo de la elasticidad demanda-precio.

2) Determinación de las curvas de demandas por país.

3) Equivalencia entre la curva de demanda individual y la demanda total del mercado en función del precio de mercado.

4) Modelación del escalonamiento de la demanda elástica.

5) Cálculo del excedente del consumidor.

6) Aplicación de la metodología.

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

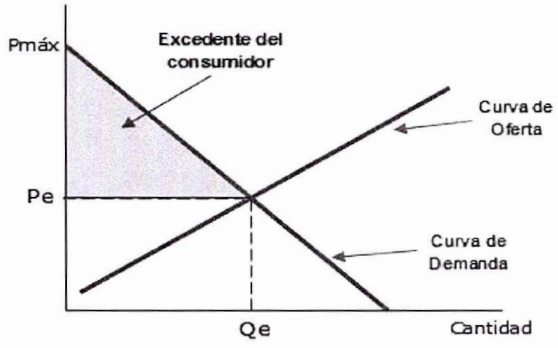
M.5 Cálculo del excedente del consumidor

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

Excedente del consumidor para la característica elástica

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

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



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

$$EC = \int_0^{Qe} f(Q)dQ - QePe$$

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

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

Donde:

p_{mg}: es el precio marginal del sistema

C_v: costo variable de los generadores de cada uno de los generadores (v_1, v_2, (...), v_k)

g: despacho del generador "k"

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

B: es una constante

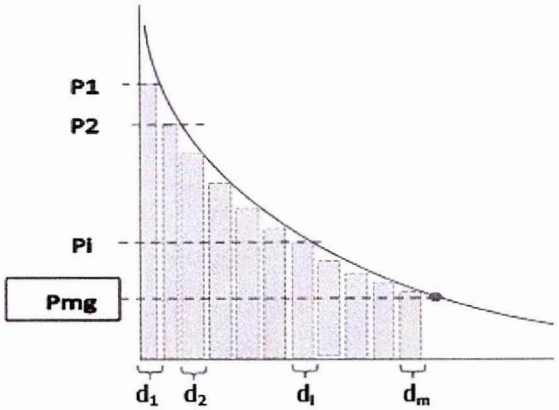
α: elasticidad precio de la demanda

$Pdef_o$: Es el Costo de la Energía no Suministrada del escalón "o"

$Qine_0$: Es la demanda inelástica correspondiente al escalón "o"

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

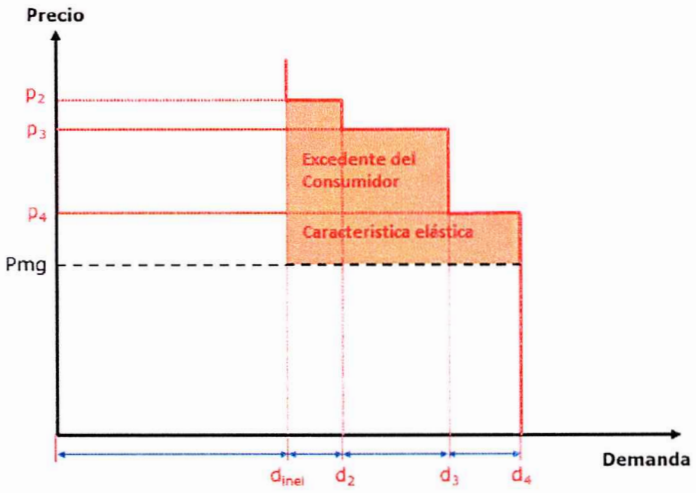
$$\sum_1^m (p_m - P_{mg}) * B * p_m^{\propto}$$



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

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

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



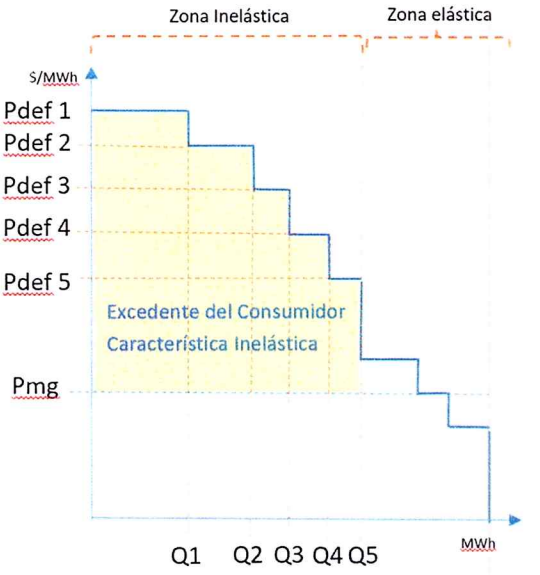
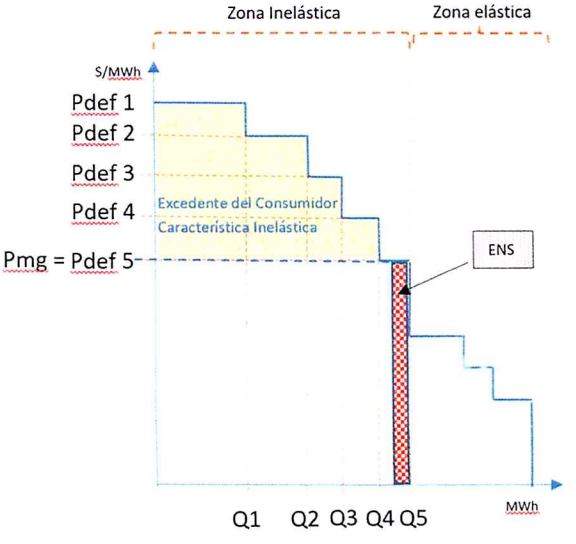
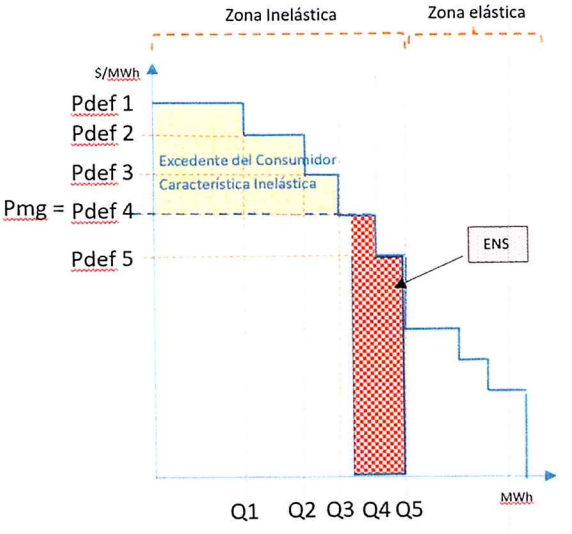
Por tanto, para realizar el cálculo del excedente del consumidor para la característica elástica, se debe estimar la función de demanda definida por $d_i = B_i * p_i^{\alpha}$

Excedente del consumidor para la característica inelástica

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

$$\sum_{1}^{o} (Pdef_o - p_{mg}) * Qine_o$$

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



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