

EL INFRASCrito SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE

CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-50-2020, emitida el veintinueve de julio de dos mil veinte, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-50-2020
LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
RESULTANDO**

I

Que el equipo técnico de esta Comisión elaboró el informe GM-94-11-2019/GJ-163-2019/GT-104-2019/SV-108-2019, denominado *“Informe de Diagnóstico Extraordinario -Revisión Integral del RMER -Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional”*, mediante el cual se propone la modificación de normas que rigen el régimen tarifario de la Red de Transmisión Regional (RTR) y la consolidación de las mismas en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Dicho informe se ha elaborado sobre la base de: a) Los resultados del “DIÁLOGO SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL”, organizado por el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), durante los días 7 y 8 de noviembre de 2018; b) Los análisis preliminares de diagnóstico que se socializaron por parte de esta Comisión y observaciones recibidas por parte de 19 entidades, durante el período comprendido del 14 de diciembre de 2018 al 18 de enero de 2019, las cuales incluyen observaciones presentadas por reguladores nacionales, Operadores de Sistema y/o Operadores de Mercado (OS/OMs) y agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER); el Grupo de Apoyo Regulatorio (GAR) y equipos técnicos de los reguladores nacionales y de los Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE); y c) El informe del Ente Operador Regional (EOR) IRMER-E02-2019 del 13 de mayo de 2019, denominado Informe de Regulación del MER Extraordinario mayo 2019, mediante el cual dicho ente presentó la propuesta regulatoria denominada *“Reconfiguración de Derechos de Transmisión y Reducción de Derechos Firmes”*.

II

Que en sesión de Junta de Comisionados número 146 realizada el 28 de noviembre de 2019, la Junta de Comisionados de la CRIE ordenó publicar en el sitio web de la CRIE, el informe denominado: *“Informe de Diagnóstico Extraordinario -Revisión Integral del RMER -Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional”*.

III

Que el 28 de noviembre de 2019, esta Comisión emitió la resolución CRIE-85-2019, mediante la cual la Junta de Comisionados de la CRIE dio la orden de inicio del Procedimiento de Consulta Pública 06-2019 a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“Propuesta de modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional”*, estableciéndose como período para la recepción de comentarios y observaciones relacionadas a la propuesta de mejora regulatoria desde las 7:30 horas



del país sede de la CRIE (GTM-6) del 06 de enero de 2020, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del 20 de enero de 2020. Mediante la referida propuesta se planteó la modificación y consolidación al RMER de normas concernientes al régimen tarifario de la Red de Transmisión Regional (RTR), comprendiendo principalmente los siguientes temas: a) Metodología de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de la EPR; b) Metodología para la determinación del componente de Rentabilidad Regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC; c) Cargos por uso y disponibilidad de la RTR (Peaje y Cargo Complementario) y d) Contratos Firmes y Derechos Firmes de Corto Plazo.

IV

Que el 13 de diciembre de 2019, la CRIE emitió la resolución CRIE-92-2019, mediante la cual la Junta de Comisionados de la CRIE aprobó una modificación de la resolución CRIE-85-2019 en el sentido de establecer que el periodo durante el cual se estarían recibiendo comentarios y observaciones respecto a las propuestas de mejora regulatoria contenidas en la resolución CRIE-85-2019 sería desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día 20 de enero de 2020 hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día 3 de febrero de 2020.

V

Que dentro del procedimiento de Consulta Pública 06-2019, el cual se extendió de las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día 20 de enero de 2020, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GTM-6) del día 3 de febrero de 2020, se presentaron observaciones por parte de cincuenta (50) participantes, de los cuales cuarenta y siete (47) presentaron en tiempo sus observaciones y tres (3) de forma extemporánea. En tiempo se recibieron observaciones por parte de los siguientes participantes: 1. Centro Nacional de Despacho (CND-ETESA), 2. Empresa Propietaria de la Red (EPR), 3. Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), 4. Exceergy, Sociedad Anónima de Capital Variable, 5. Consejo Nacional de Energía (CNE)- El Salvador, 6. Enel Fortuna, S.A., 7. Patrick Kelly, 8. Intclergy, S.A. de C.V., 9. Gremial de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (GGUEE), 10. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), 11. Ente Operador Regional (EOR), 12. Ingenio La Unión, S.A., 13. Defensoría del Consumidor- Gobierno de El Salvador, 14. Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A., 15. Merelec Guatemala, S.A., 16. Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V., 17. Asociación de Cogeneradores Independientes de Guatemala, 18. Administrador del Mercado Mayorista (AMM), 19. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), 20. Douglas Josué Díaz Hidalgo, 21. Centro Nacional de Control de Energía (CHNCE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), 22. Grupo Generador de Oriente, S.A., 23. Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica (ASCEE), 24. Renacc, S.A., 25. Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) del Instituto Nacional de Electrificación (INDE), 26. Hidro Xacbal, S.A., 27. Enel Green Power Guatemala, S.A., 28. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), 29. Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL), 30. Energía, Desarrollo y Consultoría, S.A. de C.V. (EDECSA), 31. Unidad de Transacciones (UT), 32. Comercializadora Electronova, S.A., 33. Rolando Castillo, 34. AES-Gas Natural Atlántico, S. de R.L., 35. Pedro E. Wug, 36. Origem, Sociedad Anónima de Capital Variable, 37. Ingeniería, Consultoría y Proyectos, Sociedad Anónima de Capital Variable (I.C. Consultoría S.A de C.V.), 38. Alternativa de Energía Renovable S.A. (AER), 39. CENERGICA, S.A. DE C.V., 40. Industria Energética Asociada (IEA), 41. Óscar Flores, 42. Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), 43. Genepal, Sociedad Anónima, 44. Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A. (GUATEMEL), 45. Jaguar Energy Guatemala I.L.C., 46. Héctor Marroquín, 47. Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A.

De forma extemporánea remitieron sus observaciones los siguientes participantes: 48. Instituto Nicaragüense de Energía (INE), 49. Orazul Energy Guatemala, 50. Comercializadora Orazul Energy de Centro América Limitada.

VI

Que los días 10 y 11 de febrero de 2020, de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER, en el artículo 3 del Procedimiento de Consulta Pública, resolución CRIE-08-2016 y en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-85-2019, la CRIE previno a 29 participantes del cumplimiento de requisitos formales para poder participar en el procedimiento de consulta pública, de los cuales veintiséis (26) participantes evacuaron la prevención realizada y tres (3) participantes omitieron evacuar la prevención realizada, los cuales se detallan a continuación: Patrick Kelly, Pedro E. Wug y Óscar Flores.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en artículo 2 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), dentro de los fines de éste están los siguientes: "(...)// b. Establecer las condiciones para el crecimiento del Mercado Eléctrico regional, que abastezca en forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social// c. Incentivar una mayor y competitiva participación privada en el sector eléctrico (...)// f. Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes (...)// g. Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región."

II

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco, la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia.

III

Que de conformidad con el artículo 22 del Tratado Marco, los objetivos de la CRIE son: "a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.// b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.// c. Promover la competencia entre los agentes del Mercado."

IV

Que el artículo 23 del referido Tratado Marco asigna a la CRIE entre otras, las siguientes facultades: "a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios;// b. Tomar las medidas generales y particulares para garantizar condiciones de competencia y no discriminación en el Mercado;// c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos (...)// e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales; (...)// i. Aprobar las tarifas por el

uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente// (...) m. Evaluar la evolución del Mercado periódicamente (...)"

V

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

VI

Que mediante resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, la CRIE emitió el "*Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE*", como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional bajo principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva para cualquier interesado en el MER.

VII

Que como resultado del continuo análisis de la evolución del MER y con base en los análisis preliminares de diagnóstico los cuales fueron socializados entre diversos actores del MER según lo indicado en el resultando I de la presente resolución, el 5 de noviembre de 2019, el equipo técnico de la CRIE emitió el informe No. GM-94-11-2019/GJ-163-2019/GT-104-2019/SV-108-2019, denominado: "*Informe de Diagnóstico Extraordinario –Revisión Integral del RMER- Diseño general y normativa de detalle de la revisión integral de corto plazo del régimen tarifario de la RTR en la Regulación Regional*", en el cual con base en la determinación de esta tarea como prioritaria y como objetivo para el corto plazo, se analizaron las siguientes componentes: a) Metodología de cálculo de los costos de Administración Operación y Mantenimiento aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de la EPR; b) Metodología para la determinación del componente de Rentabilidad Regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC; c) Cargos por uso y disponibilidad de la RTR, Peaje y Cargo Complementario y d) Contratos Firmes y Derechos Firmes de corto plazo, lo anterior con el objeto de atender de forma prioritaria las problemáticas identificadas a estas componentes, realizar una consolidación normativa al RMER y finalmente establecer disposiciones transitorias que permitan la implementación de la propuesta normativa.

VIII

Que esta Comisión sometió al procedimiento de Consulta Pública la propuesta de modificación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional tramitada dentro del procedimiento CP-06-2019, dentro del cual se recibieron observaciones y comentarios de 50 participantes, según lo indicado en el resultando V de la presente resolución. En este sentido, luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios producto de la referida consulta pública, se ha identificado: a) que no resulta oportuno aprobar en este momento los ajustes normativos relacionados con los criterios generales relacionados con la Energía Firme y los Cargos Regionales de Transmisión, en el tanto que, para realizar dichos ajustes se requiere una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación, y b) que resulta conveniente y oportuno aprobar el resto de la propuesta normativa de modificaciones al RMER, considerando los ajustes derivados del

procedimiento de consulta antes indicado; debiendo tenerse como respuesta a las observaciones recibidas lo indicado en el anexo 2 de la presente resolución, el cual forma parte de la misma.

IX

Que en las reuniones a distancia número 162, 163 y 164, llevadas a cabo los días 16, 22 y 29 de julio de 2020, respectivamente, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 06-2019, acordó: a) declarar extemporáneas las observaciones presentadas por: Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Orazul Energy Guatemala y Comercializadora Orazul Energy de Centro América Limitada, de conformidad con lo establecido en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-85-2019 y PRIMERO de la resolución CRIE-92-2019 y tener por no presentadas las observaciones remitidas por: Patrick Kelly, Pedro E. Wug y Óscar Flores, de conformidad con lo estipulado en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-85-2019; b) modificar el RMER conforme al anexo 1 de la presente resolución; y c) establecer las disposiciones transitorias necesarias para la implementación de las referidas reformas y las derogatorias que corresponden, tal y como se dispone.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

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

RESUELVE

PRIMERO. DECLARAR extemporáneas las observaciones presentadas por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), Orazul Energy Guatemala y Comercializadora Orazul Energy de Centro América Limitada, de conformidad con lo establecido en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-85-2019 y PRIMERO de la resolución CRIE-92-2019 y tener por no presentadas las observaciones remitidas por: Patrick Kelly, Pedro E. Wug y Óscar Flores, de conformidad con lo estipulado en el resuelve SEGUNDO de la resolución CRIE-85-2019.

SEGUNDO. NO APROBAR las propuestas de modificación regulatoria relacionadas con los criterios generales referentes a la Energía Firme y los Cargos Regionales de Transmisión, que fueron sometidas al proceso de consulta pública 06-2019, siendo necesario profundizar en la evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación.

TERCERO. MODIFICAR el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, de acuerdo al anexo 1 que se adjunta a la presente resolución y el cual es parte integrante de la misma.

CUARTO. ESTABLECER como disposiciones transitorias, a efectos de garantizar la debida aplicación de las modificaciones aprobadas en el punto anterior, las siguientes:

1. Cualquier trámite o gestión relacionado con el LAR 2020 se regirá por las normas vigentes al momento de la aprobación de éste.



2. El próximo estudio de actualización del AOM deberá realizarse en el año 2023, para su aplicación en el IAR del año 2024; por lo que el valor actual del AOM deberá indexarse para los años del 2021 al 2023 inclusive, conforme lo establecido en el numeral O.3.6 del anexo O del Libro III del RMER, aprobado mediante la presente resolución.
3. Las modificaciones contenidas en el Apartado A1 del Anexo 1, denominado "*Modificaciones relacionadas con el AOM de la Línea SIEPAC y la Rentabilidad Regulada de la EPR*" que se adjunta a la presente resolución, aprobadas en el Resuelve Tercero de la presente resolución entrarán en vigencia a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.
4. A partir de la publicación de la presente resolución, el EOR deberá llevar a cabo los ajustes a sus sistemas informáticos y demás acciones que considere necesarias, debiendo aplicar de forma indicativa, al menos por un período de 7 días calendario, las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado "*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*"; así mismo, el EOR deberá presentar a esta Comisión un informe sobre los resultados de dicha aplicación, a más tardar 5 días calendarios contados a partir de la finalización del periodo indicativo. Todo lo anterior, con el fin que el proceso de asignación de Derechos de Transmisión con periodo de validez anual y mensual, a realizarse en el mes de diciembre de 2020, considere la aplicación de dicha normativa.
5. A partir del día 1 de noviembre de 2020 se procederá a la aplicación de las modificaciones establecidas en el Apartado A2 del Anexo 1, denominado "*Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo*", aprobadas en el resuelve TERCERO de la presente resolución.
6. Por única vez y de identificarse necesario, el EOR tendrá hasta el día 16 de noviembre de 2020 para cumplir con la publicación de la información establecida en el numeral 8.3.9 del Libro III del RMER, modificado por el resuelve TERCERO de la presente resolución, sin afectaciones a los plazos de las actividades posteriores del proceso de asignación de Derechos de Transmisión correspondiente.
7. Todo proceso de asignación de Derechos de Transmisión que haya sido convocado antes del 1 de noviembre de 2020, así como los Derechos Firmes asignados previamente a dicha fecha y sus Rentas de Congestión asociadas, deberán registrarse mediante la normativa vigente al momento de su convocatoria

QUINTO. DEROGAR a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, las siguientes disposiciones regulatorias:

- a) Resolución CRIE-54-2016 y sus modificaciones, por medio de la cual se aprobó la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de EPR;
- b) Resolución CRIE-55-2016 y sus modificaciones, por medio de la cual se aprobó la Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC; y
- c) Resolución CRIE-63-2018.

SEXTO. DEROGAR a partir del 1 de noviembre de 2020, las siguientes disposiciones regulatorias:

- a) Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, aprobado mediante el resuelve segundo de la resolución CRIE-46-2015 y sus modificaciones. Asimismo, se deroga el resuelve Sexto de la resolución CRIE-46-2015;
- b) Resuelve Cuarto de la resolución CRIE-30-2017;
- c) Resuelve Segundo de la resolución CRIF-37-2017;
- d) Resolución CRIE-105-2018;
- e) Resuelve Primero y Cuarto de la resolución CRIF-112-2018; y
- f) Resuelve Segundo de la resolución CRIF-39-2019.

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

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en trescientas doce (312) hojas impresas únicamente en su lado anverso, hojas que numero, sello y firma, en República de Guatemala, el día seis (6) de agosto de dos mil veinte.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

ANEXO 1 de la resolución CRIE-50-2020

MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

Contenido

1. Apartado A1: Modificaciones relacionadas con el AOM de la Línea SIEPAC y la Rentabilidad Regulada de la EPR
2. Apartado A2: Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo

Apartado A1 - Modificaciones relacionadas con el AOM de la Línea SIEPAC y la Rentabilidad Regulada de la EPR

1. Adicionar en la sección de Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER, las siguientes nomenclaturas:

AOM: Costos de Administración, Operación y Mantenimiento

2. Adicionar al Libro III del RMER el Anexo "D" denominado "Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR", el cual leerá así:

ANEXO D

Metodología y lineamientos para el cálculo de los costos Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de una Empresa de Transmisión Regional

0.1 Alcance

Las definiciones contenidas en el presente anexo, serán aplicables únicamente para efecto de cálculo del monto de AOM, para la Línea SIEPAC, propiedad de la EPR.

El alcance del presente anexo es dimensionar y calcular los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de una Empresa de Transmisión Regional diseñada óptimamente y que opera en forma eficiente para prestar el servicio de transmisión regional cumpliendo con todas las funciones y responsabilidades que le competen a la Empresa Propietaria de la Red.

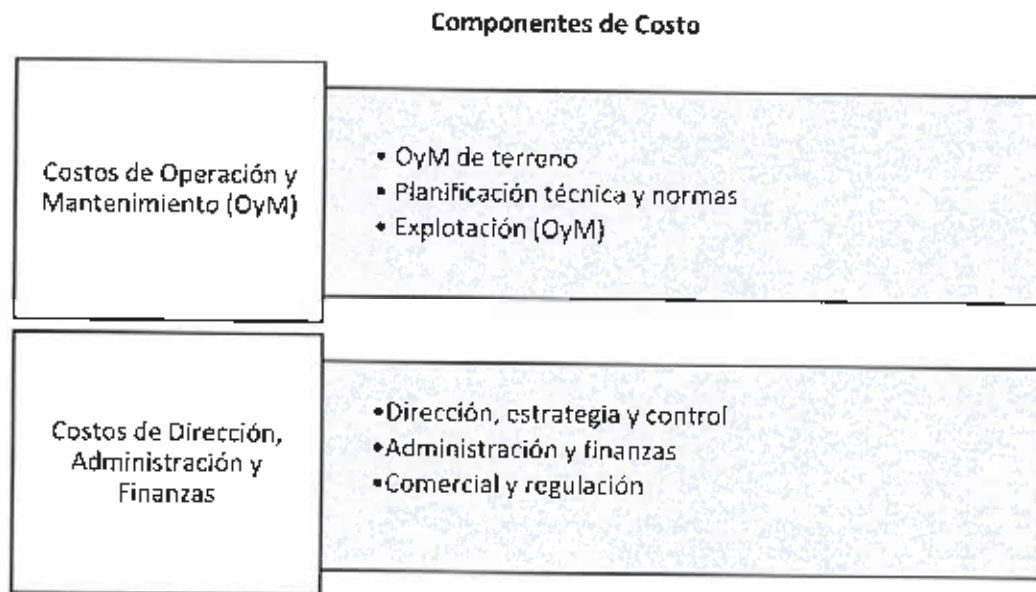
0.2 Metodología

0.2.1. Primer paso: Definición del criterio de cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

El criterio que utiliza la presente metodología, es el de la Empresa Modelo (EM) eficientemente operada, con el objetivo de prestar un servicio de transmisión adecuado minimizando los costos que son trasladables a tarifas, para el efecto, dispone de una estructura orgánica simple, sin redundancias y con los insumos necesarios para alcanzar los objetivos de calidad y producto impuestos en la regulación regional y en las regulaciones nacionales en las que opera.

0.2.2. Segundo paso: Definición de los componentes de costo a reconocer

La aplicación de la metodología considera el reconocimiento de los componentes de costo que se indican en la ilustración siguiente:



El contexto operacional para la determinación del costo de AOM incluye lo siguiente:

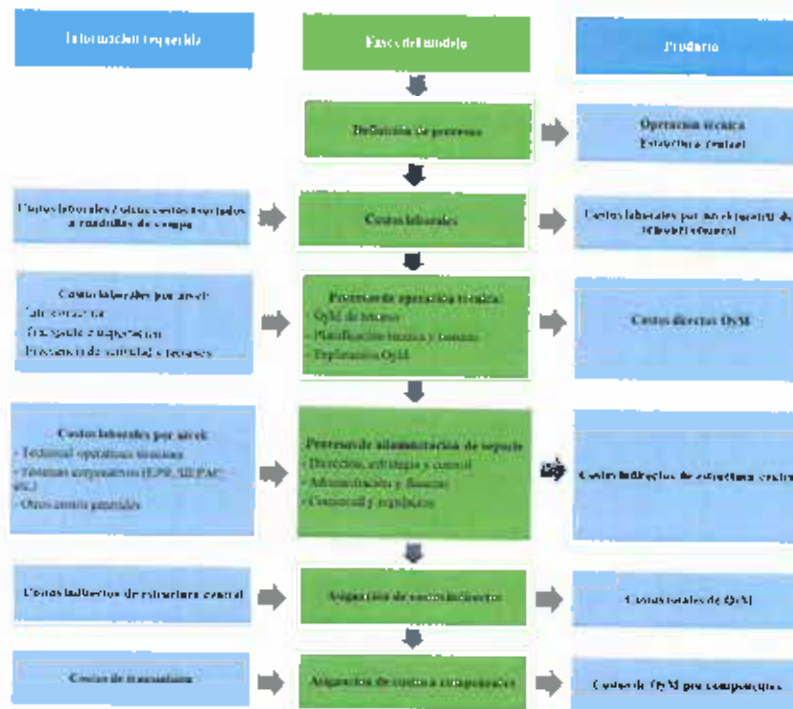
1. La dispersión de los activos que son objeto de operación y mantenimiento que configuran las distancias de traslado desde los centros operativos regionales hasta el lugar donde se encuentran emplazados los activos.
2. La geografía en la que se encuentran instalados dichos activos que condicionan el medio en el que se deberán desplazar el personal de terreno para atender los activos.

3. La geografía del terreno en la que se encuentran instalados los activos que implican accesos a las instalaciones con diferente grado de complejidad en función de la traza de las líneas, superficie de los caminos, laderas empinadas, accesos por caminos a pie, etc.
4. Las restricciones migratorias al desplazamiento de personal y equipos dado que se trata de activos en seis países diferentes.
5. Presencia de vegetación en la faja de servidumbre que incide de manera diferente en los planes de poda y limpieza de la franja de servidumbre.
6. Contaminación del medio (salina, polvo, excremento de pájaros, etc.): que implica planes especiales de mantenimiento tales como lavado de aisladores y pintado de estructuras de acero galvanizado en líneas y subestaciones.
7. Presencia de aves que causan fallas en líneas eléctricas.
8. Las normas, requisitos y exigencias que emanen de la Normativa Ambiental, regulatoria, contable y legal que surge de administrar activos en seis países diferentes.

Sobre la base del conocimiento del contexto operacional, las instalaciones, y las normas técnicas, legales y de medio ambiente que son de cumplimiento obligatorio, se debe realizar el dimensionamiento que permite calcular los recursos requeridos, los cuales luego deben ser valorizados a precios de mercado.

0.2.3. Tercer paso: Proceso de cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

A continuación, se describe el proceso de cálculo de los costos tomando en cuenta el flujograma siguiente:



0.2.3.1. Recursos asociados a procesos desarrollados por la estructura de la empresa

Estos deben ser calculados para las áreas que intervienen en los procesos de, operación y mantenimiento de terrenos, planificación técnica y normas, explotación, dirección, estrategia y control, administración y finanzas, y comercial y regulación.



Sobre la base de la cantidad de activos que componen el sistema de transmisión, la dispersión geográfica de las instalaciones, y las políticas de tercerización eficientes, se definen:

1. Los procesos de operación y mantenimiento de terrenos, planificación técnica y normas, explotación, dirección, estrategia y control, administración y finanzas, y comercial y regulación.
2. Las tareas inherentes a cada subproceso.
3. La definición de los cargos (descripción, función y responsabilidad) y cantidad de personas por cargo para realizar las tareas indicadas en el punto anterior.
4. La estructura organizativa del personal.
5. Infraestructura requerida por el personal para desempeñar sus funciones en forma eficiente: edificios, vehículos, mobiliario, sistemas informáticos corporativos, microinformática, instrumentos y equipos especiales de mantenimiento, etc.
6. Insumos y servicios requeridos: papelería, aseo y limpieza, capacitación, servicios externos (agua, electricidad, vigilancia), viáticos, insumos computacionales, asesorías, auditorías externas, etc.

O.2.3.2. Cálculo de costos

Sobre la base de los recursos físicos calculados por actividad se valorizan las actividades utilizando costos unitarios optimizados que surgen de la información de EPR.

O.3 Lineamientos

O.3.1. Costos de estructura

El cálculo de los costos de gestión implica el diseño y dimensionamiento de la organización de la empresa.

La red de la Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE) está conformada por líneas de alta tensión, subestaciones, puntos de conexión, sistemas de comunicaciones, protecciones y control y elementos de maniobras, mediciones, compensación, servicios auxiliares, y los bienes físicos que integran la infraestructura (muebles e inmuebles), los cuales son necesarios para cumplir con su cometido.

La EUTRE es responsable de la Operación y el Mantenimiento de la Red de Transmisión, así como de participar de las actividades de planificación para prever la expansión de la empresa.

Todas las actividades de la EUTRE serán realizadas de manera de prestar el servicio público de Transmisión de electricidad, cumpliendo con los objetivos de calidad del servicio de transmisión establecidos en el libro III del RMER y las normas regulatorias que fija la autoridad competente a nivel nacional, en cada país donde opera.

Esa provisión eficiente del servicio requiere el funcionamiento armónico de una estructura organizativa adecuadamente diseñada e implementada, contemplando la adaptación de los recursos y costos asignados al desempeño de cada proceso y actividad.

Se analizan detalladamente los principales procesos, subprocesos, actividades y funciones que debe desarrollar la EUTRE a los efectos del dimensionamiento de la dotación de personal optimizado.

O.3.1.1. Metodología específica de diseño y organización de la empresa

La metodología consiste en definir y cuantificar los recursos humanos y de infraestructura para los procesos y subprocesos asociados a los componentes de costos: Costos de Operación y Mantenimiento (OyM) y Costos de Dirección, Administración y Finanzas.

O.3.1.1.1. Proceso: Operación y mantenimiento de terreno

Los principales procesos de terreno son los de OyM que se realizan sobre los activos y se clasifican en los siguientes subprocesos:

1. **Mantenimiento de emergencia:** Efectuado luego de ocurrida una falla y destinado a reponer el equipo en condiciones de normal funcionamiento. Se ejecuta luego de una falla y no es programable.
2. **Mantenimiento preventivo:** Es todo aquel que se realiza sobre un ítem que se encuentra en condiciones normales de operación, con el objetivo de reducir la probabilidad de falla o deficiencia de funcionamiento, pudiéndose prevenir y programar.
3. **Mantenimiento predictivo:** Es todo aquel que permite detectar el inicio de fallas potenciales a través del monitoreo del desempeño de los equipos.
4. **Mantenimiento correctivo:** Es todo aquel mantenimiento que tiene por objetivo corregir anomalías detectadas en las inspecciones que surgen del mantenimiento preventivo o predictivo.
5. **Mantenimiento detectivo:** Todas aquellas tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas "check-list", "test operativos" o pruebas funcionales.
6. **Operaciones:** Tareas inherentes a las maniobras operacionales. Dentro de este proceso se considera el mantenimiento operativo (control de variables en terreno e inspecciones visuales) y ejecución de tareas especializadas de operación en redes de acuerdo a especificaciones técnicas, estándares y procedimientos.

Para calcular los recursos se requieren identificar las tareas que comprenden estos subprocesos para cada Unidad Constructiva (UC) que son: líneas, bahías, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, sistemas de compensación, infraestructura común de subestaciones (servicios auxiliares) y sistemas de control, monitoreo, protecciones y comunicaciones.

La definición de las tareas de cada UC depende de sus características técnicas, su afectación por las condiciones externas (contaminación, poda, presencia de aves, etc.) y la experiencia internacional en materia de buenas prácticas de mantenimiento de instalaciones de transmisión.

Para calcular los recursos físicos se definen para cada tarea el personal que integra la cuadrilla con la capacitación y herramientas adecuadas, los vehículos requeridos, los materiales y el tiempo total para ejecutar la tarea incluyendo el tiempo de traslado desde su centro de operaciones.

Sobre la base de los estándares eficientes de ejecución de tareas y su frecuencia anual, se calculan los recursos físicos (personal, materiales, herramientas y vehículos) por tarea para cada UC de la EUTRE, la que se entiende como la Empresa de transmisión regional eficientemente operada.

0.3.1.1.2. Proceso: Planificación técnica y normas

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- **Gestión de información técnica de activos:** administración y actualización de la información técnica de líneas, estaciones, incluyendo el sistema georreferenciado.
- **Planificación técnica y normas:** análisis de planificación de la red, gestión de servidumbres y normas técnicas.
- **Gestión ambiental:** gestión del plan ambiental de la empresa para el cumplimiento de la normativa.

0.3.1.1.3. Proceso: Explotación

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Operación, que incluye la operación de las instalaciones, con la participación de operadores en campo, supervisores y centros de control. También incluye el planeamiento de la operación y la coordinación de la operación con los agentes del mercado. Manejo del centro de control.
- Mantenimiento, ejecutar el mantenimiento preventivo, predictivo, emergencia y correctivo, efectuar el control de gestión de la actividad de mantenimiento a través de estadísticas de fallas de líneas y subestaciones.
- Planificación Técnica e Ingeniería de la Explotación, referida a la planificación de las actividades de OyM, control y supervisión de las mismas, manejo de los sistemas de apoyo, previsiones de materiales y herramientas, seguimiento de calidad de servicio. Desarrollar proyectos de expansión del sistema de transmisión mediante el planeamiento, diseño y ejecución de obras.

0.3.1.1.4. Proceso: Dirección, estrategia y control

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Dirección y Gerenciamiento General, que incluye la representación de la empresa, elaboración y seguimiento de las estrategias globales, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y la estrategia de las relaciones institucionales.
- Planificación económica y Control de Gestión, referidas al seguimiento y control del desempeño de la gestión global de la empresa tanto en aspectos económicos como en parámetros de gestión, elaboración de los reportes de gestión para la dirección y reportes de comunicación institucional. Planificación y ejecución de auditorías internas.
- Asesoramiento Legal, que incluye el asesoramiento en materia de contratos y conflictos, en asuntos de tipo laboral, accidentes, etc.
- Relaciones institucionales, referidas al desarrollo y administración de las relaciones con los medios, gobierno, relaciones con la comunidad, y entes gubernamentales.

0.3.1.1.5. Proceso: Administración y finanzas

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- Contabilidad y Finanzas, se refiere a la gestión financiera y contable de corto y largo plazo, incluyendo, entre otros, la actividad de registro y cierres contables, la planificación y obtención de los recursos financieros, control del endeudamiento de la empresa, pagos a proveedores, pagos de sueldos, liquidación y pago de impuestos.
- Recursos Humanos, se refiere al reclutamiento, la capacitación y la administración de los integrantes permanentes y eventuales (si corresponde) de la organización, liquidación de sueldos, liquidación de aportes a la seguridad social y otros. Actividades de relaciones laborales. Gestión del plan de higiene y seguridad para el cumplimiento de la normativa vigente. Manejo del plan de protección patrimonial.
- Abastecimiento, se refiere a la gestión de procesos de compra, aprovisionamiento y logística (almacenes, transporte) de los productos y servicios necesarios para el funcionamiento de la EM.
- Sistemas Informáticos, se refiere al soporte y administración de los sistemas informáticos corporativos y de las bases de datos, administración del hardware, redes y equipos de comunicaciones, gestión de la seguridad informática, mantenimiento de los computadores centrales, soporte técnico a los usuarios,
- Servicios generales, se refiere a desarrollar y administrar programas para el manejo documental, servicios de mensajería, servicios de comunicaciones y el servicio de vigilancia.

0.3.1.1.6. Proceso: Comercial y regulación

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

- **Gestión Comercial**, se refiere a la facturación (impresión de facturas), recaudación, verificación de las sanciones impuestas por la autoridad competente.
- **Gestión de regulación**, se refiere a dar respuesta a los reclamos de los clientes y a la autoridad regulatoria, gestión tarifaria.

0.3.1.2. Criterios de diseño de la organización

La confección del organigrama y el diseño de la estructura organizacional comprende un trabajo de detalle que se extiende hasta el último nivel de la organización.

Los criterios de una empresa modelo responden a una estructura orgánica aplicable, que tiene en cuenta el estado de la tecnología disponible en la actualidad, los objetivos de calidad de servicio y producto impuesta por la autoridad de regulación, y la necesidad de minimizar los costos de operación, administración y mantenimiento trasladables a tarifas. La estructura concebida en estos términos es lo que se denomina EM, y es la versión de organización más efectiva y eficiente con la que se puede prestar el servicio de transmisión. Para minimizar los costos, las dotaciones deben ser óptimas, y para que esto ocurra la organización debe reconocer una estructura simple sin redundancias y con responsabilidades claramente distribuidas.

0.3.1.3. Diseño de la organización

El diseño de la organización está directamente vinculado a la ejecución de los procesos, subprocesos y tareas que debe desarrollar la EM en su contexto operacional y que son indicados en la metodología.

Para tal fin se contemplan las siguientes áreas relacionadas a los principales procesos que desarrolla la empresa:

0.3.1.3.1. Junta Directiva

A la Junta Directiva le corresponde la representación de los intereses de la empresa, y en consecuencia la determinación de los planes estratégicos de la empresa y su seguimiento. Además, ejercerá la representación institucional de alto nivel.

La Junta Directiva cuenta para la toma de decisiones con el aporte de una gestión eficiente del personal que integra la estructura de la empresa y teniendo en cuenta además los aportes de las asesorías técnicas, comerciales, administrativas y legales que se incluyen en los costos reconocidos.

0.3.1.3.2. Gerencia general

La gerencia general se ocupa de la dirección y administración, que incluye la representación de la empresa, elaboración y seguimiento de las estrategias globales, establecimiento de las medidas correctivas tendientes a que la gestión esté orientada a lograr los objetivos establecidos, y la estrategia de las relaciones institucionales.

De la Gerencia General dependen las áreas de Legales, Auditoría y Control de Gestión, Asistencia técnica y Planificación, Administración y Finanzas, Operación y Mantenimiento, Área de Regulación y Gerencias de Sucursales de cada país.

0.3.1.3.3. Legales

El área de legal se ocupa de tramitar los asuntos legales en los que es parte la empresa y tiene a su cargo la revisión, o elaboración si así se lo solicitan, de los contratos que vinculan a la empresa con terceras partes, efectúa trámites judiciales y en algunos casos representa a la entidad ante los tribunales, y brinda asesoramiento legal e institucional sobre temas relacionados con la gestión de concesiones y servidumbres. Para ello contesta notas, intimaciones y reclamos en general. Realiza actividades para el asesoramiento legal al directorio. Participa en el asesoramiento legal en los conflictos de las empresas eléctricas en sus relaciones con la comunidad, proveedores, accionistas, y los grupos de interés. Analiza, e interpreta la normativa jurídica aplicable y jurisprudencia (leyes, reglamentos, normativas) para la redacción de documentos jurídicos que sean requeridos por el giro de la empresa. Asesoramiento jurídico en materia de gestión de servidumbres.

Por razones de especificidad en materia legal en cada país el responsable de esta área cuenta en cada Sucursal con el apoyo de estudios especializados de asesoramiento legal que son incluidos como parte de los costos de EUTRE.

0.3.1.3.4. Área de auditoría y control de gestión

El área de auditoría y control de gestión, es responsable por la consolidación de los presupuestos anuales de costos de explotación y mano de obra, y el de inversiones de su seguimiento mensual y del correspondiente análisis de desvíos y cumplimientos. Dentro de esta área se incluye las funciones de auditoría de la empresa que está encargada de llevar a cabo la ejecución de las auditorías internas y coordinar las auditorías externas.

El área de auditoría y control de gestión cumple con las siguientes funciones específicas:

0.3.1.3.4.1. Planificación Económica y presupuestos

Comprende las siguientes funciones, cuyo detalle se desarrolla a continuación.

- Estudios estratégicos: está a cargo del desarrollo del plan de negocios de la empresa, la evaluación económica del plan de obras y su validación. Elabora la ingeniería financiera que permita asegurar la viabilidad de los planes o proyectos que proponga.
- Presupuestos: es responsable por la centralización, coordinación y supervisión de los presupuestos anuales de explotación, e inversiones que realizan las sucursales de la empresa, su procesamiento y comparación con datos históricos y la emisión de informes que le permitan a la dirección de la empresa tomar las adecuadas decisiones en materia de planificación económica.

0.3.1.3.4.2. Control de gestión operativa

Comprende las siguientes funciones:

- Seguimiento mensual de los costos de explotación e inversiones, análisis de desvíos, y solicitud de explicaciones a los sectores responsables de la ejecución operativa.
- Seguimiento de los principales indicadores económicos de los resultados de la empresa y su comparación con los objetivos preestablecidos.
- Control de activos y contratos
- Preparación de informes sobre la marcha de la empresa para el directorio.

0.3.1.3.4.3. Auditoría

Esta área es responsable por la planificación y seguimiento de las evaluaciones de control interno de la Empresa.

Realiza el seguimiento de las evaluaciones independientes contratadas por la empresa para las auditorías financieras y operativas, evalúa los resultados y recomienda a la gerencia las acciones correctivas a ser implementadas para el cumplimiento de los procedimientos y normas empresariales.

Atención de auditorías CRIE, de accionistas, organismos gubernamentales y regionales. Confecciona reportes solicitados por gerencias, bancos privados, bancos de desarrollo y accionistas.

Asegura la evaluación independiente de las actividades financieras y operativas de la Empresa, identifica las deficiencias de controles en cada actividad y establece las acciones a ser implementadas para minimizar los riesgos de fraudes o errores, mejorar los procesos y actividades de la empresa, asegurar el fiel cumplimiento de las políticas, normas y procedimientos en las distintas áreas. Basándose en los riesgos identificados, según lo indicado, planifica las auditorías internas y actividades que serán realizadas anualmente. Asimismo, determina los alcances y objetivos de las evaluaciones de control interno, establece los programas de trabajo, administra los recursos y el tiempo para cada proyecto, preparando las observaciones y recomendaciones correspondientes. Finalmente realiza el seguimiento de las observaciones y planes de acción establecidos con los responsables de áreas.

El personal de plantilla de esta área cuenta en cada Sucursal con el apoyo de estudios especializados de auditoría que son incluidos como parte de los costos de EUTRE.

0.3.1.3.5. Planificación técnica y normas

El área de planificación técnica y normas comprende las funciones de gestión de información técnica de activos y servidumbres, así como la planificación técnica y normas.

0.3.1.3.5.1. Gestión de información técnica de activos y servidumbres

Comprende las siguientes funciones:

- Gestión técnica de la información de los activos
- Manejo del Sistema de Información Geográfica (GIS), y
- La gestión de la información técnica

A través del Sistema GIS esta área da apoyo a la política general de gestión de las servidumbres, mantención y regularización de las mismas.

0.3.1.3.5.2. Planificación técnica y normas

Comprende las siguientes funciones:

- Participaciones en reuniones regionales de planes de expansión de la red tales como los Comité del EOR, CEAC, etc.
- Análisis de la conexión de nuevos clientes.
- Definición de normas y especificaciones generales para diseño, operación y mantenimiento de las instalaciones y seguimiento de su cumplimiento por las áreas operativas.
- Definición de especificaciones para la compra de equipos y materiales, y especialmente el estudio de las tecnologías sustitutas para aquellas que han discontinuado su fabricación.
- Calificación de proveedores de materiales y equipos a los efectos de lograr los estándares de calidad que permitan cumplir con las normas técnicas.
- Asesoramiento a las áreas de operación y mantenimiento para modificaciones de líneas o para mantenimientos mayores.
- Seguimiento de parámetros de control de calidad

0.3.1.3.6. Área de regulación

Gestión de regulación: coordinación de temas regulatorios corporativos con la CRIE, CDMER, apoyo a los coordinadores en la gestión con los reguladores locales y temas regionales con el EOR, y con los organismos de despacho locales.

Específicamente se cumple con las siguientes tareas:

- Se ocupa del estudio y conocimiento de las obligaciones y restricciones que surgen de la normativa eléctrica vigente encargándose de coordinar la respuesta de requerimientos de los entes reguladores, y de mantener informada al resto de la organización respecto de los cambios normativos que impacten en su desempeño.
- El área de regulación está a cargo de la supervisión de estudios tarifarios, revisión y aplicación de la normativa vigente evaluando el impacto de las nuevas normas y las relaciones con la autoridad regulatoria.
- Es responsable por la coordinación técnico económica con los organismos reguladores y fiscalizadores.

0.3.1.3.7. Gerencia de administración y finanzas

La función principal son los procesos de administración de los ingresos originados por el Ingreso Autorizado Regional, así como los créditos y aportes societarios. Adicionalmente coordina y supervisa la gestión comercial a nivel regional de la EPR.

La gerencia de administración y finanzas comprende las áreas de contabilidad e impuestos, finanzas, recursos humanos, abastecimiento e informática.

La Gerencia de Administración y Finanzas cuenta con las siguientes áreas:

0.3.1.3.7.1. Área de contabilidad e Impuestos

Comprende las siguientes funciones a nivel centralizado: emisión de políticas y lineamientos a sucursales en materia de gestión contable, fiscal y tributaria. Emisión de los estados contables consolidados.

Específicamente tiene las siguientes tareas:

- Contabilidad general: tiene como misión supervisar el funcionamiento y razonabilidad de las registraciones contables efectuadas por sucursal y de registrar, controlar y analizar los hechos contables generadores de variaciones. En este sentido realiza el resguardo del cumplimiento de los principios contables generalmente aceptados y de las normas técnicas correspondientes. Confecciona los estados contables mensuales, trimestrales y anuales consolidados y verifica y controla los estados contables de cada sucursal. Asimismo, selecciona los métodos aplicables en el cálculo de provisiones y hace su seguimiento. Por otra parte, también implementa normas de control interno que permitan garantizar la registración de la totalidad de las operaciones, detectar desvíos y la prevención de errores y fraudes. Esta sección también se ocupa de la gestión de activo fijo y seguros realiza el seguimiento de los bienes inmovilizados de la empresa para incorporar su situación a los documentos contables y financieros de la compañía. Incorpora las correspondientes altas, bajas y modificaciones a la base de datos activos para que la misma refleje en todo momento el estado depreciación de los mismos, manteniendo en este sentido permanentemente actualizada la tabla correspondiente. Asimismo, lleva todo lo concerniente a seguros que comprende la gestión de evaluación de riesgos patrimoniales y su resguardo mediante pólizas de riesgo emitidas por compañías aseguradoras. Asimismo, evalúa las diferentes empresas de plazas y las opciones que las mismas ofrecen recomendando aquella combinación que optimice la relación costo garantías. Coordinación de atención de auditorías externas.

- Consolidación de la información contable y emisión de estados financieros, y supervisión y control a la contabilidad de las sucursales.
- Coordinación de la atención de auditorías contables externas y participación en la elaboración del presupuesto. Actualización de la información bancaria y reportes solicitados por bancos y accionistas.
- Impuestos y tributos: tiene a su cargo desarrollar el esquema impositivo de la empresa. El cálculo de las liquidaciones de tasas, impuestos y gravámenes que corresponda afrontar, y la instrumentación de los pagos correspondientes. Analiza la legislación vigente y la jurisprudencia al respecto para que las liquidaciones se ajusten estrictamente al derecho aplicable. Supervisa y da soporte a las sucursales en materia fiscal, tributaria y normas contables.

0.3.1.3.7.2. Área de finanzas

Comprende las siguientes funciones centralizadas de atención de la deuda regional y banca de desarrollo, y planificación financiera.

Específicamente tiene las siguientes tareas:

- Tesorería tiene el manejo de ingresos y egresos a niveles centralizados, analiza todas las cuentas a pagar verificando precios y condiciones pactadas. También se ocupa de cumplimentar en tiempo y forma las liquidaciones de obligaciones impositivas. Pago a proveedores, transferencias entre cuentas de la EPR. Actualización de saldos de bancos.
- Realiza los acuerdos necesarios y maneja los instrumentos que correspondan a fin de concretar la colocación de los excedentes o la obtención de efectivo para cubrir los déficits transitorios que se produzcan.
- Ejecuta los planes de financiamiento decididos por la Compañía elaborando los acuerdos bancarios y confeccionando los documentos de mercado que se requieran.
- Coordina la relación con las calificadoras de riesgo con el fin de proporcionar la información requerida por las mismas.
- Administración de contratos de préstamo con seguimiento y control de fechas de pago (cronograma) y presupuesto de flujo efectivo mensual. Solicitud de servicio de deuda anual a CRIE (estimación de amortizaciones e intereses, comisiones, seguros de los préstamos).
- Supervisión de la Gestión del activo fijo y seguros de las sucursales.
- Gestión de presupuesto y control de efectivo: realiza el control del flujo de caja a través de sus ingresos y egresos (servicio de deuda, gestión costos de AOM, etc).

El personal de plantilla del área de contabilidad e impuestos cuenta en cada Sucursal con el apoyo de estudios especializados de asesoramiento que son incluidos como parte de los costos de EUTRE.

0.3.1.3.7.3. Área de recursos humanos

Emite las políticas generales de administración del personal y seguros del personal (seguro médico, de vida).

Referente a Personal y Seguros es responsable de dirigir, coordinar y controlar el cumplimiento de las políticas y procedimientos de las Sucursales en materia de Prevención de Riesgo y relaciones laborales, que permitan atraer, desarrollar y mantener colaboradores en todas las áreas de la empresa, alineados con los objetivos de la empresa en todos sus ámbitos, desde el proceso de selección hasta el término de la relación laboral

Referente al Personal comprende las siguientes funciones:

- Administración del personal: realiza el seguimiento de la situación laboral de cada una de las personas en relación de dependencia o con contratos vinculantes de mediano plazo. Supervisa el proceso de liquidación de sueldos, aguinaldo, vacaciones, bonificaciones especiales, altas, bajas, etc.
- Selección y capacitación del personal: tiene a su cargo el apoyo en las tareas de selección de personal que comienzan con una preselección con tests psicotécnicos y que se complementan con entrevistas en los sectores directamente interesados en la incorporación con quienes se decide la misma. Como una continuidad de la selección se realiza la evaluación de desempeño de carácter periódico y cuyos resultados se emplean para la formulación de planes de carrera, modificación en el nivel de remuneraciones, o elaboración de programas de capacitación particular. Asimismo, realiza el análisis de cargos, diseño de cargos por competencias, diseño de escala salarial por competencias, seguimiento de los cuadros funcionales, su descripción de tareas, y sus dotaciones. Una tarea complementaria a la anterior es la de asegurar los conocimientos y habilidades propios de cada posición por medio de la capacitación, la misma está organizada en base a los diagnósticos de competencias y a los programas acordados con los sectores operativos y atiende a las necesidades específicas de cada área. Asimismo, se elaboran planes de carácter general cuando por razones de innovación tecnológica se realiza un cambio que afecta a varias áreas simultáneamente o como consecuencia de la evolución general se anticipan necesidades para las que se debe estar preparados.

Referente a la prevención de riesgos y seguridad patrimonial comprende las siguientes funciones:

- Prevención de riesgos: La empresa debe cumplir con la normativa de seguridad. Debe prevenir accidentes y situaciones laborales que puedan dañar al personal; y de la implementación y seguimiento de un conjunto de acciones conducentes al mantenimiento de un adecuado nivel de medicina preventiva. Otra responsabilidad es el desarrollo de los planes para dar cumplimiento a las exigencias de seguridad de la autoridad de aplicación, y la coordinación de las actividades de seguridad con las regionales. Debe coordinar y llevar a cabo todas las actividades para dar cumplimiento con el sistema de gestión de seguridad de la empresa. Específicamente se encarga de elaborar, difundir y controlar la aplicación de las normativas de seguridad para la ejecución de los trabajos para cumplir con la legislación vigente y proteger adecuadamente a las personas y a las instalaciones.
- Seguridad patrimonial: tiene a su cargo la responsabilidad patrimonial que se ocupa de la protección de bienes y personas contra la acción de terceros. En este sentido es responsable del plan de trabajo y consignas a desarrollar por las agencias contratadas a este efecto y del seguimiento de la observación y cumplimiento del mismo tanto por parte del personal propio como del contratado.

El responsable corporativo del área de Recursos Humanos cuenta en cada Sucursal con el apoyo de empresas especializadas en prevención de riesgos que son incluidos como parte de los costos de EUTRE. Adicionalmente se incluyen como parte de los costos los servicios especializados de agencias de seguridad para la vigilancia de las instalaciones con fines de seguridad patrimonial.

0.3.1.3.7.4. Área de abastecimiento y servicios generales

Comprende las siguientes funciones:

- Compras: a partir de los pedidos de materiales o servicios efectuados por las sucursales y que tengan economías de escala para compras centralizadas, realiza solicitudes de precios en el mercado nacional

o internacional de los productos solicitados. Analiza precios, condiciones y calidades de los oferentes, para decidir compras por su límite de autoridad o recomendar un curso de acción, cuando los montos superan dicho límite. Asimismo, participa activamente en las negociaciones de compras con proveedores, realiza estudios pormenorizados sobre costos de fletes y contribuciones para importaciones con el fin de comparar con precios locales, y discute contrataciones de tarifas de servicios.

- Contratos de obras y servicios se encarga de perfeccionar las compras de materiales o servicios que requieran de un contrato para efectuarse que se ejecuta de manera coordinada con las Sucursales. Establece y acuerda con los proveedores las condiciones generales y de detalle en que se realizará el suministro inscribe los documentos que le dan validez al acuerdo y efectúa el seguimiento de los términos y condiciones pactados a lo largo de la vida del acuerdo. Seguimiento del procedimiento de contrataciones.
- Atención de Contratos de Servicios Generales. Para las tareas de limpieza se considera que las tareas son realizadas por personal de empresas de limpieza bajo modalidad de contratación a terceros.

0.3.1.3.7.5. Área de Informática y Comunicaciones

Comprende las siguientes funciones:

- Aplicaciones administrativas, técnicas, y comercial se ocupan de dar soporte técnico y asistencia a los usuarios de las diferentes aplicaciones. Supervisa las actualizaciones o modificaciones que las mismas requieran y recibe el soporte de manutención otorgado por el proveedor de dichos sistemas. En este último sentido se encarga de detectar nuevas aplicaciones o modificaciones a las existentes en función de las necesidades corrientes en cada momento y de las posibilidades que genere la evolución de la tecnología.
- Tecnología informática mantiene la actualización tecnológica del entorno, recomienda la compra y utilización de software y hardware, administra la capacitación y actualización técnica del personal, y realiza el diseño de soluciones informáticas. Supervisa la operación de los distintos equipos de procesamiento de datos manteniendo la continuidad del servicio y velando por la seguridad de los datos almacenados, además monitorea la red de datos y supervisa la consistencia de la información producida. Tiene la responsabilidad del área de comunicaciones comprendiendo voz y datos.

El responsable corporativo del área de Informática y Comunicaciones cuenta en cada Sucursal con el apoyo de empresas de tecnología informática que son incluidos como parte de los costos de EUTRE.

0.3.1.3.8. Gerencia de Operación y Mantenimiento (OyM)

La gerencia de OyM comprende las áreas de gestión e ingeniería de mantenimiento, ambiental, planificación del mantenimiento, gestión de contratistas, y gestión de calidad.

La gerencia de OyM es responsable de la planificación, dirección y control de todas las acciones correspondientes al proceso operativo de la empresa, de acuerdo a los objetivos de la Gerencia General. Dirige la operación y el mantenimiento de los sistemas de transmisión. Provee de información gerencial y contable a las otras unidades funcionales de la entidad para lograr una adecuada toma de decisiones. Controla y coordina el desarrollo de las unidades operacionales de la empresa (en su aspecto funcional). Adicionalmente participa en la movilidad, análisis organizacional, procesos de cambio, gestión del conocimiento de la gerencia.

0.3.1.3.8.1. Área de Ingeniería de mantenimiento de línea, subestaciones, control y protecciones

Esta área tiene por funciones específicas organizar el mantenimiento del sistema de transmisión, asegurando una alta disponibilidad en las instalaciones, acorde a la reglamentación vigente, controlando la administración de sus recursos humanos y materiales.

Es responsable de organizar y administrar los recursos necesarios para la planificación, realización y control de las actividades de mantenimiento de las instalaciones de transmisión de la Empresa, así como la gestión de inventarios

Comprende las funciones de Ingeniería de mantenimiento que tiene los siguientes objetivos relevantes que desarrolla en forma centralizada para toda la empresa:

- Supervisa y coordina el trabajo de las Sucursales definiendo políticas y planificando el mantenimiento a largo plazo de los activos de la empresa, en función de las características propias de cada uno de ellos, gestionando de manera eficiente su ciclo de vida; contribuyendo de esta manera en la continuidad y calidad del servicio eléctrico.
- Elaboración, revisión y aprobación de los planes de mantenimiento de preventivo, predictivo, programado, plan de mejoras y adecuaciones.
- Seguimiento de las acciones de mantenimiento que se derivan de los planes.
- Soporte técnico para el desarrollo de contratos de servicios de mantenimiento
- Desarrollo de planes de capacitación y desarrollo del personal de DyM.
- Estudio de optimización de stock y gestión de repuestos.
- Elaboración de presupuestos de mantenimientos mayores y asegurar la coherencia con los propuestos por las regionales.
- Análisis de fallas mayores para detectar posibles acciones preventivas y mejora de los planes de mantenimiento preventivo.
- Coordinar la puesta en marcha de nuevas instalaciones con las de otras empresas que se conecten al sistema.
- Implementación de modernas estrategias de mantenimiento como el Reliability Center Maintenance (RCM).
- Investigar, desarrollar e implementar las modificaciones, innovaciones tecnológicas e inversiones, destinadas a aumentar la confiabilidad y rentabilidad de las instalaciones existentes.
- Coordinación con el área de Planificación de mantenimiento.

Para las funciones antes descritas la empresa cuenta con profesionales especialistas en líneas, subestaciones, telecomunicaciones, control y protecciones. Adicionalmente el responsable del área cuenta con el asesoramiento de empresas especializadas en gestión de mantenimiento centrado en confiabilidad (implementación del RCM) y estudios geológicos específicos cuyos costos se incluyen en el costo de AOM eficiente.

Se considera que se requiere un Centro de Control Regional operado desde Costa Rica para gestionar el control de todos los tramos a nivel regional. El Centro de Control concentra la información centralizada de todas las variables relevantes a través del sistema SCADA supervisando la operación en tiempo real del sistema de transmisión.

El centro de operaciones, además de la función de supervisión, coordinación y control general del sistema interconectado, genera apoyo de información para desarrollar la relación con organismos oficiales externos vinculados a la operación y mantenimiento del sistema, en particular con el EOR.

Se ha considerado que el Centro de Control dispone de operadores para su atención permanente y es una fuente importante de información para la toma de decisiones.

El Centro de Control para monitoreo Regional con los recursos asignados entrega una visión integral del estado y condición de los activos de la empresa a los efectos de mantener bajo supervisión y control las siguientes variables:

- Información en tiempo real de las aperturas de líneas
- Base de datos de las indisponibilidades auditable y rastreadable
- Control de alarmas en tiempo real de las bahías
- Estado de los servicios auxiliares
- Control en tiempo real de las mediciones de potencia activa, reactiva, voltaje y corriente de las líneas de transmisión
- Información en tiempo real del estado abierto/cerrado de los interruptores de potencia y cuchillas seccionadoras.

El personal asignado al Centro puede complementar los informes de indisponibilidades, información de las fallas, e histórica para ser aprovechada para la implementación y mejora de planes de mantenimiento.

O.3.1.3.8.2. Área Medio Ambiente

Desarrolla y coordina las políticas generales para las sucursales y seguimiento de compromisos ambientales con la banca y organismos de cada país.

El área de Medio ambiente se encarga de:

- Participar en forma activa en los grupos de identificación de riesgos ambientales asociados a las instalaciones en operación, determinación de los objetivos y metas ambientales, programa de gestión ambiental, el plan de concientización y en otras actividades relevantes definidas en los documentos del sistema de gestión ambiental.
- Proponer, coordinar, y controlar los planes, normas referidas al sistema de gestión ambiental y de prevención de riesgos ambientales y de relacionamiento permanente con las comunidades en las cuales está inserta la empresa.
- Seguimiento y control de las recomendaciones referidas a las actividades de mantenimiento de forma de minimizar el impacto a la flora, a la fauna y al medio ambiente en general.
- Representar a la transmisora ante los organismos externos y autoridades correspondientes.

Como empresa modelo debe tener un sistema integrado de gestión de calidad y medio ambiente por lo que la sección debe proveer a la gerencia general de la información necesaria para ser utilizada en la revisión del sistema integrado de gestión de la calidad y medio ambiente y todo lo necesario a ser presentado ante el ente certificador.

El responsable corporativo del área de medio ambiente cuenta en cada Sucursal con el apoyo de profesionales ambientalistas, personal de apoyo y para los temas específicos de empresas de asesoramiento en medio ambiente que son incluidos como parte de los costos de EUTRE.

O.3.1.3.8.3. Área de Planificación del mantenimiento, supervisión de planes y mejoras

Esta área trabaja en conjunto con las áreas de ingeniería de líneas, subestaciones y protecciones y tiene los siguientes objetivos específicos:

- Programación y control de mantenimiento tiene los siguientes objetivos relevantes que desarrolla en forma centralizada para toda la empresa y que luego ejecutan las unidades regionales:
- Elaboración y seguimiento del programa de mantenimiento preventivo-predictivo y la coordinación de su ejecución con las regionales.

- Auditorías técnicas de los trabajos de campo para verificar el cumplimiento de los procedimientos, normas y plazos de ejecución.
- Seguimiento y control de la ejecución de las acciones de mantenimiento y sus costos para cumplir con los planes pertinentes definidos por cada una de las regionales.
- Elaboración de reportes estadísticos del seguimiento de la gestión técnico-económica de las regionales relacionadas con la operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Sobre la base de estas estadísticas orientar la asignación de recursos, y revisar periódicamente las estrategias de mantenimiento y determinar prioridad de inversiones.
- Elaboración del Plan de Contingencia para mitigar los daños en caso de fallas en coordinación con las Sucursales.
- Gestión integral del sistema informático de mantenimiento en coordinación con las sucursales.
- Evaluación de los planes de mantenimiento y propuesta de mejoras.
- Desarrollo del manual de operación a los efectos de estandarizar los procesos.

0.3.1.3.8.4. Área de gestión de contratistas

Establece las políticas de generales de gestión de contratistas en cuanto a la definición de estándares de calidad, desarrollo de nuevos proveedores, y seguimiento de grandes contratos de prestación de servicios de mantenimiento.

La tercerización de actividades debe contar con las especificaciones técnicas para exigir al contratista una calidad de ejecución de los trabajos acorde a los niveles de confiabilidad requeridos.

0.3.1.3.8.5. Área de gestión de calidad

Elaboración de los informes de falla, y reportes estadísticos de calidad, propuestas de mejora. Generación y control de indicadores.

0.3.1.3.9. Unidades descentralizadas (Sucursales)

La empresa opera en 6 países con normativas específicas por lo que las sucursales tienen funciones descentralizadas de ejecución de tareas en las siguientes áreas de Administración, Medio Ambiente, Servidumbres, y Operación y mantenimiento (Gestión de líneas y subestaciones).

Cada Sucursal es responsable de:

- La administración general del sistema de transmisión y de asegurar la disponibilidad del sistema en la zona de cobertura.
- Controlar la ejecución de los programas de operación y mantenimiento de las instalaciones. Implementar las políticas y metas establecidas según políticas y normativas de explotación y que emanan de la Matriz.
- Realizar la gestión de activos de la empresa y actuar como representante.
- Controlar la gestión técnico – económica de la sucursal.
- Coordinar la operación local de las instalaciones según la normativa del EOR y los OS/OM de la región.
- Dar cumplimiento a la normativa contable, ambiental, fiscal, tributaria, laboral del país donde opera.
- Coordinar la relación con los organismos de regulación de cada país (CNEE en Guatemala, SIGET en El Salvador, CREE en Honduras, INE en Nicaragua, ARESEP en Costa Rica y ASEP en Panamá).
- Evaluar el resultado de los servicios prestados por la empresa en la región, recomendando medidas para corregir desviaciones respecto de los objetivos.
- Administrar los recursos humanos, técnicos y financieros a su cargo.

- Representación institucional y legal a través del gerente de Sucursal de la empresa en el país correspondiente.

Las áreas específicas que contemplan la estructura de cada sucursal y sus funciones se describen a continuación:

0.3.1.3.9.1. Área administración

Funciones relacionadas con la gestión contable e impositiva local, gestión tributaria (municipios, gobiernos, etc.), gestión comercial de facturación, gestión financiera de cobranzas del IAR, manejo de bancos, gestión de abastecimiento y servicios generales, gestión de inventarios locales.

Del área de administración dependen las Bodegas que se ocupan de coordinar la gestión de los stocks de materiales y repuestos de las bodegas que pertenecen a la Sucursal realizando la gestión operativa de entrega de repuestos e insumos. Se incluye como parte del personal un asistente técnico para la atención de bodegas y asistente administrativo para la gestión de logística local de repuestos e insumos.

El personal de la Sucursal cuenta con el apoyo de estudios contables especializados para el apoyo de la gestión de contabilidad e impuestos en temas específicos de cada país. Para los asuntos legales se cuenta con el apoyo de estudios jurídicos especializados a los efectos de interpretar la legislación y normativa jurídica local con la supervisión y coordinación del área legal de la Matriz.

La gestión de tecnología informática se considera desarrollada por profesionales de empresas externas para las funciones específicas relacionadas. Las asesorías y servicios profesionales señalados fueron incluidas en los costos de AOM eficientes.

En la Sucursal El Salvador que es el país sede del EOR se requiere la Coordinación Comercial a nivel regional con el EOR para efectos de liquidar las transacciones comerciales correspondientes a la empresa.

Específicamente comprende:

- Las funciones centralizadas de control de la facturación y cobranzas que realiza cada sucursal, como parte de sus tareas revisa la información de los resultados de las verificaciones de lectura o mediciones para facturación asociada a los servicios de la empresa coordinando con EOR.
- Conoce el sistema de facturación y especifica las modificaciones al mismo para mantenerlo al día con la legislación y resoluciones vigentes.
- Seguimiento del proceso de facturación, analiza las novedades y soluciona los inconvenientes.
- Seguimiento de la recaudación que abarca la confección de calendario de lectura y facturación, la estimación de ingreso diario y mensual y su comportamiento como la recaudación propiamente dicha, la normalización y conciliación con el mayor contable de la compañía.
- Estudio permanente de la recaudación, desarrollo de informe mensual de su comportamiento en el que se incluye la recaudación y los costos de la misma.
- Desarrollo de la estimación del mes próximo del presupuesto de ingresos para tesorería.

Las funciones operativas de emisión de facturas y cobranza se realizan en forma local en cada sucursal con el apoyo de los sistemas informáticos.

0.3.1.3.9.2. Área Medio ambiente

Funciones relacionadas con la gestión de cumplimiento de la normativa ambiental legal local y compromisos ambientales de desarrollo.

- Control de Mediciones de ruido y campos electromagnéticos y el control de las mediciones de monitoreo ambiental.

- Gestión del registro de quejas e inquietudes ambientales de la comunidad. Revisión del plan de contingencias.
- Identificación de impactos ambientales derivados de la operación. Seguimiento y registro. Evaluación de daños forestales.
- Seguimiento y control del cumplimiento de medidas preventivas y mitigaciones de consecuencias ambientales.
- Control de poda y brecha

Para los temas específicos relacionados con la normativa de medio ambiente de cada país se cuenta con el apoyo de empresas especializadas en el tema mediante tercerización de servicios.

0.3.1.3.9.3. Área de Servidumbres y permisos

Tiene como funciones la gestión de permisos para acceder a los activos por parte del personal de mantenimiento, atender quejas o reclamos de propietarios, realizar investigaciones e informes pertinentes con el apoyo de las inspecciones realizadas por el personal de OyM sobre restricciones u obstáculos en la franja de servidumbre que impliquen limitaciones de dominio establecidas en los contratos de servidumbre suscritos.

0.3.1.3.9.4. Área Operación y mantenimiento

Funciones relacionadas con la gestión operativa de mantenimiento de líneas: seguimiento del plan de mantenimiento preventivo, predictivo, gestión de contratistas locales. Programar y ejecutar mantenimiento preventivo de las instalaciones y realizar mantenimiento correctivo contra fallas. Asegurar que las empresas contratistas se enmarquen en la legislación eléctrica y ambiental.

0.3.1.3.9.5. Operaciones

Las responsabilidades del área de operación y mantenimiento son:

- Programar y ejecutar las maniobras a desarrollar en forma local, o bien que se realizan desde el centro de control nacional, pero requieren confirmación visual y son ejecutadas por las cuadrillas bajo la coordinación de la sucursal. Verificación de los requerimientos de seguridad en las maniobras operativas.
- Gestionar con el operador del sistema y agentes nacionales afectados las indisponibilidades para ejecutar los mantenimientos y formalizar las solicitudes pertinentes. Formalizar solicitudes de mantenimiento.
- Elaborar los informes de falla en coordinación con el área de mantenimiento y atender las solicitudes de los organismos reguladores nacional y regional.
- Mantener informado al Centro de Control Regional de las causas que originan las alarmas y/o disparos de las alarmas de los equipos de subestaciones.

Los profesionales son los encargados de interpretar los resultados de los datos de los equipos relevados cuando hay fallas y resolver problemas encontrados durante la recuperación del servicio de las instalaciones, en coordinación con el centro de control. La ejecución de las tareas operativas está a cargo de las cuadrillas.

0.3.1.3.9.6. Mantenimiento

Los planes de mantenimiento, y la evaluación de los resultados se realizan en forma centralizada desde el área de mantenimiento de la Matriz con el aporte de la experiencia de las Sucursales. La supervisión y control de las actividades de mantenimiento realizadas por las cuadrillas sobre los activos físicos de la transmisora se realiza en forma descentralizada por medio de las Sucursales.

Se requiere asistencia profesional (inspectores) en las Sucursales para interpretar mediciones de los parámetros de equipos eléctricos y las pruebas de diagnóstico de los mismos y la elaboración del informe respectivo.

También se requieren profesionales (inspectores) para planificar los trabajos de mantenimiento, coordinarse con el área de operaciones respectiva, además deben conocer todo lo relacionado con los sistemas de información en tiempo real y de enlaces de comunicaciones.

Los profesionales de mantenimiento de las Sucursales (inspectores) son el vínculo de coordinación entre las cuadrillas que operan en terreno y la unidad de mando de la Sucursal en lo referente al cumplimiento de los planes de mantenimiento que surgen de las políticas de mantenimiento emanadas de la dirección central (Matriz).

Los objetivos específicos son:

- Planificar y ejecutar los planes de mantenimiento preventivo según las normas y procedimientos establecidos por las unidades de apoyo.
- Atender las fallas del sistema mediante acciones de mantenimiento correctivo, investigando sus causas y proponiendo las mejoras pertinentes.
- Efectuar las inspecciones periódicas de los equipos en servicio para verificar su correcto funcionamiento y prevenir futuras fallas en los mismos.
- Actuar como contraparte de los servicios de mantenimiento tercerizados, efectuando la supervisión, coordinación y control de contratistas.
- Evaluar la calidad de los trabajos de mantenimiento contratados y realizar los reportes pertinentes.
- Elaborar el presupuesto anual de su administración y controlar la ejecución del mismo.
- Identificar, proponer y ejecutar aquellas obras, reparaciones mayores o reemplazos por obsolescencia tecnológica que sean necesarias para mantener el estándar de las instalaciones en explotación. Propuesta de mejoras.
- Controlar el cumplimiento de la normativa de seguridad de instalaciones.

Los inspectores también tienen como función asegurar el cumplimiento de los objetivos de la planificación de mantenimiento y el aseguramiento de la calidad de los trabajos en terreno. Estos inspectores realizan su tarea de supervisión sobre las cuadrillas operativas a los efectos de asegurar el cumplimiento de los objetivos de la sucursal.

Los inspectores son los colaboradores directos del Gerente de Sucursal en lo referente al control de la ejecución de los trabajos de terreno.

Las funciones específicas a su cargo por tipo de activo son:

- **Mantenimiento de Líneas y subestaciones:** se ocupa del mantenimiento para lo cual ejecuta el programa de acciones de mantenimiento preventivo e intervención por mantenimiento correctivo cuando corresponda. El trabajo de mantenimiento para este tipo de instalaciones se desarrolla en forma similar al descrito para el caso de subestaciones, sobre la base del historial de equipo prepara la rutina de inspecciones de acuerdo al tipo de material y recomendaciones del fabricante, con el producto de estas inspecciones se programan las reparaciones en total coordinación con las políticas de mantenimiento que emergen de la dirección central. Asimismo, prepara los procedimientos y pautas de trabajo, para la diversidad de marcas y tipos de equipos a cargo, minimizando los tiempos de desconexión. Se ocupa también de la preparación de informes de mantenimiento y seguimiento

histórico de los antecedentes técnicos de los equipos, para la readecuación de las políticas y planes de mantenimiento.

- Programación diaria y asignación de recursos a las actividades de mantenimiento de acuerdo a las desconexiones programadas. Control de avance y actualización de los planes de mantenimiento. Preparación de procedimientos y pautas de trabajo, para la diversidad de marcas y tipos de equipos a cargo, minimizando los tiempos de desconexión. Preparación de informes de mantenimiento y seguimiento histórico de los antecedentes técnicos de los equipos, para la readecuación de las políticas y planes de mantenimiento. Ante situaciones de emergencia en las subestaciones de alta tensión es responsable realizar una apreciación de la falla y los posibles daños por ella provocados y coordina acciones correctivas en forma inmediata convocando a todos los equipos disponibles.
- Mantenimiento de protecciones, telecontrol y medidores: es responsable por la ejecución de los planes de mantenimiento de todos los equipos electrónicos y de medición instalados en las subestaciones: telecontrol, protecciones, comunicaciones y mediciones. Supervisa las pruebas y controles periódicos de funcionamiento de los distintos sistemas electrónicos y de la lógica en las unidades del SCADA y las protecciones digitales. Reemplaza los elementos con falla identificados en los diferentes equipos. Efectúa en terreno la coordinación de los contrastes y las calibraciones de los sistemas de medición comercial en los puntos de intercambio de energía y potencia de la empresa de transmisión.

Cabe señalar que se considera que la EUTRE desarrolla sus actividades de mantenimiento bajo el concepto de RCM, es decir mantenimiento centrado en confiabilidad que le permite desarrollar una estrategia para ejecutar tareas costo-efectivas y optimizar los costos de mantenimiento. Para implementar esta estrategia se ha considerado dentro de los costos de AOM eficientes el costo de las asesorías de empresas especializadas para la implementación de esta estrategia.

0.3.1.3.9.6.1. Áreas de apoyo

La sección bodegas

Las bodegas prestan apoyo logístico en materia de suministro de materiales, insumos y repuestos.

Prevención de riesgos

Prevención de Riesgos: en toda faena que la empresa inicie se debe fiscalizar que se cumplan los procedimientos de seguridad al momento de desarrollar las faenas en cada Sucursal. Para tal efecto se cuenta con el apoyo de profesionales especializados en prevención de riesgos bajo la modalidad de prestación de servicios y cuyo costo se incluye en el costo de AOM eficiente.

Los profesionales en prevención de riesgos interactúan directamente con los supervisores de mantenimiento de terreno de cada cuadrilla que supervisan en forma directa al personal de cuadrillas.

0.3.1.3.9.6.2. Responsabilidades y actividades

Las responsabilidades y actividades específicas del área para una empresa eficiente se describen a continuación:

La gestión del mantenimiento moderno, comprende varias etapas entre las que se destacan:

- La planificación anual,
- La programación mensual y semanal
- La ejecución de los trabajos que alcanza únicamente a una evaluación preliminar de los resultados obtenidos durante las mediciones y ensayos predictivos.

- El control de la ejecución y en su caso la reprogramación de los trabajos suspendidos.
- La evaluación final de los resultados de las mediciones y ensayo, que permitirán la detección de los fallos potenciales, la identificación de sus causas, el pronóstico del fallo y la planificación de futuras intervenciones.

En los trabajos de campo del mantenimiento de las Líneas de transmisión y los Equipos de subestaciones llevados a cabo en las Sucursales están incluidos los procesos de inspección, y ejecución de los trabajos, y una evaluación preliminar. Asimismo, incluye la responsabilidad de definir los planes y la programación de los trabajos que deben realizarse, tanto en relación con su alcance como en la oportunidad de su ejecución, como asimismo las gestiones ante los clientes y organismos externos, respetando las políticas y planes de mantenimiento elaboradas en el área de Ingeniería de mantenimiento en la casa Matriz de la empresa modelo y en coordinación con el EOR y los OS/OM de la región.

En consecuencia, los especialistas de Ingeniería deben estar continuamente involucrados directa o indirectamente en todas las fases de los trabajos de mantenimiento, de tal forma de garantizar que éstos se ejecuten de acuerdo con las pautas y procedimientos definidos internamente en la empresa modelo y con estricto apego y respeto a todas las leyes, normas y reglamentos vigentes.

0.3.1.3.9.6.3. Organización y actividades de operación y mantenimiento desarrolladas en la EM.

Las actividades de mantenimiento ejecutadas en terreno en cada Sucursal Regional son permanentemente complementadas con las actividades de Ingeniería con el objeto de integrar centralizadamente los conceptos de seguimiento, acompañamiento, auditoría, apoyo de ingeniería, definición de prioridades, y otras actividades similares, de acuerdo con las definiciones internas.

Adicionalmente, se requiere la participación en el terreno de estos especialistas en todos aquellos trabajos de complejidad mayor, ya sea que ellos correspondan a reemplazos o incorporación de nuevos equipos, o bien, a trabajos de mantenimiento mayor.

En general, las referencias a los "trabajos de mantenimiento" en una empresa eficiente no sólo se refieren a la ejecución de los mismos. De hecho, antes de iniciar su ejecución se requiere realizar una gran cantidad de tareas previas que van señalando la ruta hacia la ejecución final de los servicios; siendo posible identificar, además de las etapas indicadas anteriormente las siguientes actividades o procesos más relevantes para llevar a cabo el mantenimiento de las instalaciones de transmisión de la empresa modelo:

- Generación y Actualización de los Planes de Mantenimiento
- Generación de los Programas Anuales de Mantenimiento
- Ajustes en la Programación de los Trabajos
- Programación y Solicitud de Autorizaciones de Trabajo
- Ejecución de los Trabajos realizados por Contratistas.
- Inspecciones Selectivas a los Contratistas
- Preparación de Informes de Mantenimiento
- Gestión y Administración de los Contratos de Mantenimiento.
- Análisis de Fallas
- Revisión de Procedimientos de Trabajo
- Verificación del Cumplimiento de Obligaciones Contractuales
- Preparación de Datos Estadísticos
- Seminarios de la Actividad
- Obras de Mantenimiento Mayor y Recepción de Nuevas Instalaciones
- Relaciones con Propietarios
- Relaciones con la Autoridad diversos Organismos Externos

- Preparación y Gestión de Presupuestos
- Programación de los Trabajos
- Licitación, Gestión y Control de Contratos de Roca
- Documentación del Mantenimiento
- Documentación de las Instalaciones
- Prevención de Riesgos y Medio ambiente
- Gestión de Repuestos
- Elementos de Emergencia para Líneas
- Obras de Mantenimiento Mayor para el Plan Quinquenal
- Inspecciones de Termografía
- Licitación de Inspecciones Aéreas
- Organización del equipo de apoyo para emergencias en oficina central y regional.

En la mayor parte de las actividades listadas se encuentra incorporada la participación del personal de especialistas de Ingeniería.

El inventario de líneas y equipos, así como los parámetros de planes, programas y ejecución del mantenimiento se encuentran incorporados en las bases de datos del Sistema Informático de Gestión de Mantenimiento, que es el Sistema utilizado en la empresa modelo para el control y gestión del mantenimiento de Líneas, Equipos y Sistemas de Control.

En el área de las Telecomunicaciones, el mantenimiento se gestiona con herramientas específicas y con fuerte apoyo de especialistas del área de ingeniería y contratistas especializados.

0.3.1.3.9.6.3.1. Actividades que conforman el mantenimiento

A continuación, se desarrollan cada una de las principales actividades identificadas en el punto anterior que son desarrolladas por la EM con el trabajo conjunto y en equipo del personal afectado en la Matriz y Sucursales:

1. Generación y Actualización de los Planes de Mantenimiento

La generación y actualización de los Planes Genéricos de Mantenimiento en cada especialidad es de responsabilidad centralizada, donde los especialistas del Área de Ingeniería de Gestión del Mantenimiento (Matriz), reuniendo el mejor conocimiento disponible, tanto a nivel teórico y práctico internacional como el que se deriva de la experiencia diaria, generan las definiciones relevantes en cuanto al detalle y alcances de los trabajos a ejecutar y sus periodicidades.

Las definiciones incluidas en los diversos Planes son evaluadas periódicamente por el Área de Ingeniería en conjunto con los Supervisores de las Sucursales Regionales, para determinar si es necesario actualizarlas, introduciendo modificaciones que se generen por la incorporación de nuevos equipos y sistemas y, también, por la disponibilidad de la aplicación comercial de nuevas tecnologías.

Para la documentación y actualización de los Planes de Mantenimiento de Líneas, Equipos y Control se utiliza el Sistema de Gestión de Mantenimiento. Los Planes son cargados en el Sistema Informático de Gestión de Mantenimiento (SIGM) por medio de un proceso de integración de diversos datos específicos de las instalaciones, entre ellos, la descripción de los distintos trabajos básicos y sus periodicidades, en función del tipo de equipo, lugar de instalación, años de uso y otros parámetros.

La estructura de las bases de datos requeridas para la generación de los Planes en SIGM obedece a criterios técnicos específicos de este programa de gestión elaborado con base en tecnologías de mantenimiento de clase mundial, concebidas para asegurar la eficiencia y eficacia de las tareas de mantenimiento y por ende la disponibilidad de la red y, por su volumen y complejidad de detalles, exige

una dedicación especial de los cuadros técnicos centralizados y también a nivel de las Sucursales Regionales.

Es pertinente señalar que los trabajos en el ambiente SIGM demandan de recursos humanos especializados como los ingenieros especialistas de Oym (inspectores) y que necesitan de una dedicación periódica y cuidadosa, ya que constituye la base de todas las definiciones posteriores al momento de generar los Programas de Mantenimiento anual de las especialidades de Líneas, Equipos y Sistemas de Control.

La experiencia contingente, reunida por los especialistas de terreno, es realimentada al SIGM una vez que es sancionada positivamente por los especialistas de la casa Matriz y se incorpora en la generación de los nuevos Planes y su correspondiente programación anual.

En terreno, la complejidad y volumen del trabajo asociado con la generación y mantención de las bases de datos y trabajos en SIGM es realizada por el personal de supervisión, en cada una de las Sucursales Regionales.

2. Generación de los Programas Anuales de Mantenimiento

Al finalizar cada año, tomando como base las definiciones incorporadas en los Planes de Mantenimiento, los especialistas del Área de Ingeniería de Mantenimiento ejecutan un procedimiento interno de SIGM, cuyo resultado conceptual es la generación de Órdenes de Trabajo SIGM. Estas Órdenes, en su conjunto, configuran los Programas Anuales de Mantenimiento para el año siguiente, los cuales, a partir de las fechas de las últimas intervenciones y de las periodicidades definidas para cada actividad unitaria, entregan automáticamente las próximas fechas de ejecución de los diversos trabajos.

Los Programas Anuales que se generan en SIGM para las áreas de Líneas, Equipos y Sistemas de Control están compuestos por una serie de Órdenes de Mantenimiento o de Trabajos donde se incorporan un detalle de los trabajos de mantenimiento a ejecutar y las características de los contratos externos de servicios en los casos de que la tarea se encuentre tercerizada, incluyendo la descripción básica de los trabajos unitarios, sus cantidades y sus costos contractuales.

De la información contenida en los Programas Anuales de Mantenimiento, se deriva el Programa Anual de Desconexión de las Instalaciones que debe ser informado y coordinado con los usuarios del Sistema de Transmisión y con el EOR.

3. Ajustes en la Programación de los Trabajos

Cuando se generan los Programas de Mantenimiento para Líneas, Equipos y Sistemas de Control, en las Órdenes de Mantenimiento aparece la primera definición de las fechas propuestas por el SIGM para la ejecución de los trabajos, las cuales pueden ser ajustadas por los especialistas de las Sucursales Regionales en función de su conocimiento de las posibles restricciones operacionales, disponibilidades de recursos humanos y materiales, optimización de recursos, consideraciones ambientales y climáticas, u otros factores.

Además, los especialistas de terreno también deben verificar si es necesario ajustar las cantidades originales indicadas en las Órdenes de Mantenimiento, en función de nuevos antecedentes técnicos, comerciales u operacionales que hayan presentado posteriormente a la definición original.

4. Programación y Solicitud de Autorizaciones de Trabajo

Una vez que se generan las Órdenes de Mantenimiento en SIGM, los Supervisores de las Sucursales Regionales preparan en SIGM los Pedidos de Trabajos, que incluyen diversos trabajos que se deben realizar para cumplir el Plan.

Como primer paso, los Supervisores deben preparar los Estudios de Seguridad del servicio, para la determinación de los posibles impactos sistémicos de los trabajos. Los supervisores en las Sucursales Regionales deben incorporar y aportar todos los antecedentes que permitan evaluar los niveles de seguridad correspondientes a cada trabajo que deba ser autorizado.

El proceso culmina con la revisión y aprobación del documento de Autorización de Trabajo (AT) por parte de la Gerencia de Mantenimiento que cuenta para esta tarea con el apoyo del Área de Ingeniería.

5. Ejecución de los Trabajos por el personal de terreno

El personal de campo debe iniciar la ejecución de los trabajos de acuerdo a lo establecido en los documentos aprobados, en los que se consideran tanto los procedimientos como el nivel de experiencia del personal. La responsabilidad del personal de terreno en el caso de trabajos tercerizados en esta etapa se puede resumir en que debe ejecutar todos los trabajos que le han sido asignados, respetando lo establecido en los documentos de programación aprobados por la Transportista, iniciando y terminando las actividades dentro de los plazos estipulados, siguiendo las mejores prácticas de la ingeniería de mantenimiento y cumpliendo con todas las normas técnicas, reglamentos y disposiciones legales vigentes, de forma que se evite cualquier impacto negativo para las personas, las instalaciones y el servicio eléctrico.

6. Inspecciones Selectivas de los trabajos de campo

Durante el desarrollo de los trabajos, los especialistas de las regionales realizan visitas técnicas de inspección selectiva para verificar su correcta ejecución. En estas visitas se verifica que las cuadrillas de trabajo (de personal propio o contratado) estén efectivamente cumpliendo con todas las exigencias establecidas en los documentos de la AT.

7. Preparación de Informes de Mantenimiento

Una vez terminados los trabajos, los especialistas de las regionales de Líneas y Equipos deben preparar informes técnicos de resultados y recomendaciones (Informes de Intervenciones). Estos Informes son recibidos por el Área de Ingeniería de Mantenimiento, los cuales deben proceder a su análisis, evaluación de resultados y validación o modificación de las recomendaciones, las cuales se transforman finalmente en trabajos de Mantenimiento preventivo o correctivo, cuya ejecución deben programar los Supervisores en los plazos que correspondan a sus prioridades.

8. Análisis de Fallas

Cada vez que ocurre una falla, así se trate de una desconexión temporal precedida de reconexión automática, el personal técnico de mantenimiento de la Gerencia de Mantenimiento participa en el análisis de las causas y en la evaluación de las condiciones del sistema y de las instalaciones previo a la ocurrencia de la falla. Los especialistas deben generar informes sobre los análisis realizados, tanto desde el punto de vista de la operación como del mantenimiento.

Las acciones de análisis y preparación de informes de las fallas, desde el punto de vista del mantenimiento, incluyen la posibilidad de someter algunos elementos dañados de las instalaciones a mediciones y pruebas especializadas en institutos y centros de investigación externos, lo cual requiere la dedicación de tiempos del personal técnico del Área de Ingeniería y de las Sucursales Regionales.

Para efectos de la gestión del mantenimiento, las fallas y anomalías que afectan a las líneas y equipos son ingresadas por los Supervisores al sistema de Avisos SIGM. A partir de esta información, se generan índices de gestión que permiten evaluar las tasas de falla e índices de confiabilidad por tipo de línea y equipos.

9. Revisión de Procedimientos de Trabajo

Los procedimientos de trabajo de la Transportista están contenidos en Normas, publicaciones y manuales para cada actividad, los cuales requieren ser revisados y actualizados por personal de las Sucursales Regionales y del Área de Ingeniería de Mantenimiento

El Área de ingeniería de mantenimiento revisa los procedimientos presentados, comprobando cumplimiento de normativa legal y reglamentaria vigente en los ámbitos eléctricos, medio ambiental y prevención de riesgos, así como la adopción de medidas que aseguren la estabilidad de las instalaciones.

10. Preparación de Datos Estadísticos

Se debe mantener actualizada la estadística respecto al mantenimiento, fallas, prevención de riesgos y control presupuestario.

Para ello, los Supervisores de las Sucursales Regionales deben recopilar la información correspondiente y generar los ingresos a los sistemas de gestión.

11. Relaciones con la Autoridad y diversos Organismos Externos

Se debe responder a los requerimientos de información permanentes que la autoridad solicita, o impone con posterioridad a la ocurrencia de alguna falla. Asimismo, se le informa de cómo van cambiando las condiciones del entorno de las instalaciones y sobre las características técnicas de las nuevas que se pondrán en servicio.

12. Preparación y Gestión de Presupuestos

En toda empresa eficiente y como parte de sus políticas internas, anualmente cada unidad de trabajo debe preparar su presupuesto para un período de un (1) año. La gestión de cada actividad se debe ajustar al presupuesto establecido, explicar las posibles desviaciones y/o solicitar las autorizaciones que corresponda para modificar una partida determinada.

13. Programación de los Trabajos

En la empresa eficiente en cada establecimiento regional de terreno se realizan reuniones semanales multidisciplinarias donde, como mínimo, se informan las actividades realizadas durante la última semana, se revisan las actividades a realizar en un horizonte de 4 semanas, el avance en el programa de mantenimiento, las obras de mantenimiento y trabajos en ejecución, revisión del avance de las obras de mantenimiento en desarrollo correspondientes al Plan Anual y control presupuestario.

14. Documentación del Mantenimiento

Conforme se realizan los trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo, es necesario actualizar los registros correspondientes, incorporando los nuevos parámetros, comparando los nuevos registros con los valores históricos y manteniendo un respaldo documentado de los trabajos realizados.

15. Documentación de las Instalaciones

Permanentemente es necesario actualizar los antecedentes técnicos de las instalaciones, conforme a las modificaciones físicas originadas por construcciones viales, cruces con otras instalaciones, ampliaciones

de capacidad, reemplazos de componentes o unidades completas, puesta en servicio de nuevas instalaciones, etc.

16. Prevención de Riesgos y Medio Ambiente

Las diversas actividades de mantenimiento que se realizan en la EM tienen asociado un riesgo implícito, por cuanto se efectúan en las cercanías de instalaciones energizadas en altos niveles de voltaje y muchas veces en contacto directo con estas (trabajos con línea viva). Por ello, tanto el personal propio como el de las empresas modelos contratistas, realizan sus actividades bajo estrictas medidas de seguridad y prevención de riesgos, resguardando la integridad de las personas y de las instalaciones.

De esta forma, la tasa de accidentabilidad de una Transportista eficiente es muy baja, resultado que es el producto de un trabajo sistemático y en equipo, con la participación conjunta y comprometida de la administración de la empresa modelo y de los trabajadores.

Por este motivo en la EM la totalidad de los trabajadores de las regionales participan en los "Grupos de Prevención de Riesgos", efectuando reuniones anuales donde se discuten diversas materias de prevención relacionadas con sus labores. Asimismo, tanto en los establecimientos centrales como en los de terreno, mensualmente se realizan reuniones de los Comités Paritarios de Seguridad, donde se analizan todos los aspectos relacionados con la materia. A las actividades anteriores, se suma la práctica de simulacros de situaciones de emergencia, con los que se persigue mantener un adecuado nivel de preparación para la atención de emergencias reales, tanto del personal de Transportista como el de sus contratistas.

Con el objetivo de evitar la ocurrencia de accidentes, la Transportista debe implementar un Sistema de Prevención y Control de Pérdidas, en el que además de las personas, se consideran los equipos, instalaciones y el medioambiente. Es así como todos los procesos de trabajo en terreno incluyen la identificación y evaluación de los riesgos asociados a cada actividad por realizar, la planificación de los mismos y el control de su ejecución.

El Medio Ambiente se encuentra incorporado en la planificación de todas las actividades de la EM. La gestión medioambiental se enmarca en el estricto cumplimiento de la legislación vigente, y los compromisos asumidos con los organismos de financiamiento como también en el compromiso real y voluntario de la Transportista por proteger su entorno. De esta manera, la empresa modelo actúa incorporando diversas medidas para prevenir, minimizar, mitigar y compensar los impactos ambientales generados por las actividades de mantenimiento.

Con esta orientación, la EM tiene incorporado el Sistema de Gestión Ambiental (SGA) por lo que lo cual Transportista y sus contratistas llevan a cabo las actividades de mantenimiento siguiendo estrictamente las normas y procedimientos establecidos en el SGA.

17. Gestión de Repuestos

Existe la necesidad de mantener información actualizada sobre el inventario y ubicación de los repuestos de las instalaciones, siendo que la calidad y precisión de la información de que se disponga es muy relevante para cumplir con los tiempos de respuesta requeridos por la legislación vigente en cuanto a la reparación de fallas.

De la revisión de estas existencias y de la verificación de su compatibilidad con las instalaciones en explotación, los Supervisores de las especialidades deben generar las proposiciones anuales para la adquisición de los diversos elementos.

18. Elementos de Emergencia para Líneas

Cada Administración Regional debe contar con un conjunto mínimo de elementos de emergencia para líneas, incluyendo estructuras de emergencia (tipo postes tubulares metálicos y postes enrejados), conjuntos de aisladores (de disco -cerámicos o de vidrio templado- y poliméricos), muertos de anclaje, tirantes para las torres de soporte, ferreterías varias, y otros elementos que son requeridos durante los trabajos de reparación de fallas.

Estos elementos son de uso exclusivo en el mantenimiento y se requiere que todo el personal de líneas mantenga una visión muy actualizada y directa sobre su ubicación, disponibilidad y cantidad. Periódicamente, las existencias son informadas por los Supervisores de las Regionales al Área de Ingeniería, que está encargado de controlar su estricto uso y disponibilidad.

Estos elementos deben estar siempre disponibles y su documentación debe estar actualizada.

O.3.2. Estudio de remuneraciones y terciarización

El personal encargado de llevar a cabo las actividades podrá ser contratado directamente o tercerizado.

O.3.2.1. Remuneraciones

El análisis de las remuneraciones tomará como base los salarios reales efectivamente pagados por la EPR y su homologación con los salarios de mercado a través del Estudio de Remuneraciones del Mercado Laboral donde opera la EM, realizado por la CRIE por medio de una empresa especialista.

A los efectos del análisis de los valores de mercado de las remuneraciones, se deberán definir los niveles profesionales de la casa matriz y sucursales, así como la descripción de las funciones y los perfiles de puestos. Para esta tarea la EPR informará a la CRIE de la documentación a ser utilizada como insumo para el análisis de remuneraciones.

Se determinarán los niveles de remuneración salarial de mercado para cada categoría profesional, y realizar la comparación con la remuneración real pagada por EPR, se utilizará el valor medio dado por el Estudio de Remuneraciones, que representa razonablemente el conjunto de las empresas de la muestra.

Se convalidarán los costos laborales utilizados para valorizar la dotación eficiente siguiendo los criterios fijados por los organismos reguladores con mayor trayectoria en la aplicación de la metodología de empresa modelo y se adoptará para el cálculo del costo de AOM eficiente el nivel salarial real de EPR como tope de la remuneración a ser reconocida en la empresa modelo. En caso que el salario real de EPR supere el salario del Estudio de Remuneraciones, se adoptará como tope el salario del percentil 50 del estudio más un 15% que representa razonablemente el conjunto de empresas de la muestra del Estudio de Remuneraciones. A los salarios así determinados se les denomina salarios de mercado.

A los salarios de mercado se le sumarán las cargas patronales que estén contempladas en la legislación laboral que aplique y constituya una obligación legal para la empresa, siempre y cuando estas no hayan sido tomadas en cuenta para el estudio de remuneraciones.

Los costos laborales descritos deberán incluir el costo del seguro social, seguro de gastos médicos privado, póliza de seguro de vida, riesgos del trabajo y seguro de viajero.

O.3.2.2. Análisis de terciarización de actividades

Las tareas factibles de terciarizar serán aquellas vinculadas con los trabajos de las cuadrillas en terreno relacionados a las tareas de mantenimiento de la red de transmisión y subestaciones, excepto las tareas de inspección de trabajos, análisis y evaluación para la toma de decisiones que son estratégicas para la

calidad y confiabilidad del sistema, y para las cuales se requieren perfiles de formación y experiencia específicos acordes a las políticas empresariales de una empresa eficiente.

También podrán tercerizarse actividades que requieren un nivel de especialización y conocimiento de cada país que puede ser obtenido de empresas especialistas con ganancias de productividad y están relacionadas a: asesorías fiscales, contables, tecnología informática, legal, ambiental, seguridad, estudios geológicos, mantenimiento y auditorías.

Podrán también tercerizarse actividades de vigilancia y limpieza de oficinas que no forman parte de la estructura organizacional de la empresa.

Los costos de tercerización no deben superar los costos de tener incorporado el personal como personal de plantilla de la empresa.

A los efectos de valorizar las tareas de terreno en el marco descripto se adoptan como costos laborales, los costos de mercado más los costos requeridos para el cumplimiento de la normativa laboral vigente.

El personal de plantilla estará a cargo de la supervisión y control en estas labores de terreno lo que permite asegurar y monitorear que su capacitación esté acorde con los últimos adelantos tecnológicos y se adopten las medidas de seguridad necesarias, logrando la disminución de tiempos y evitando posibles accidentes.

0.3.3. Costos de gestión

Cálculo de los costos de gestión no relacionados a los costos salariales. Estos costos comprenden:

0.3.3.1. Viáticos y transporte

Costos de pasajes aéreos, transporte terrestre (incluyendo costos de vehículos propios de EPR o alquilados, combustible y depreciación), alojamiento y alimentación por año tanto para los viajes internacionales como nacionales para asistir a reuniones de trabajo entre empleados y terceros de la empresa.

0.3.3.2. Asesorías específicas

Se enumeran a continuación:

1. **Asesorías contables:** corresponde a actividades asociadas a los estados financieros. La empresa debe realizar análisis razonados de sus posiciones, realizar análisis de deterioro de sus activos, cálculos mucho más específicos de la valorización de activos, pasivos, deudas, provisiones y otras figuras contables exigidas por la normativa en cumplimiento de las leyes correspondientes.
2. **Asesorías fiscales:** tienen como propósito asesorar y optimizar los procesos de gestión tributaria de cada país en cumplimiento de las leyes fiscales.
3. **Asesorías legales:** con el propósito de dar apoyo al área de asesoría legal en la interacción con juzgados, notarías, otras empresas, proveedores, clientes y asesoramiento en materia de gestión de servidumbres.
4. **Asesorías en mantenimiento y Normas Técnicas:** el desarrollo tecnológico y los requerimientos de los clientes exigen que la empresa tenga un plan permanente de mejoramiento de sus instalaciones, para aumentar la confiabilidad de sus prestaciones y lograr la satisfacción de sus clientes, para lo cual se realizan asesorías que tienen como objetivo la calidad del servicio y el establecimiento o perfeccionamiento de normas técnicas. En este marco se incluyen las asesorías para la implementación del RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad).

5. **Asesorías en Seguridad de Instalaciones y prevención de riesgos:** encaminadas a temas de Prevención de Riesgos y Salud Ocupacional que requieren constantemente realizar estudios de las condiciones de trabajo del personal, y de interpretación de nuevas normativas. Implementación y seguimiento de Normas y procedimientos de trabajo para personal propio y contratistas, y capacitación al personal para prevención de riesgos.
6. **Asesorías en temas ambientales:** encaminadas al cumplimiento del Plan de Gestión ambiental y de los compromisos establecidos en las licencias ambientales (emitidas por las autoridades de Ambiente de la región) ante las instituciones financieras. Apoyo local de la gestión ambiental en la operación en las tareas de control de poda y brecha, monitoreo de campos eléctricos y magnéticos y de ruido de línea, etc.
7. **Soporte tecnología informática:** asesorías específicas para dar apoyo al área de tecnología informática en las actividades de soporte y configuración de los programas de Software corporativos (Administración y Finanzas, Gestión de Mantenimiento, GIS, SCADA) y utilitarios de microinformática (Windows office, Acrobat, etc). También brinda apoyo en la gestión de los Servidores y localmente a los usuarios de PC y Laptop. Incluye los temas de redes, telefonía IP, equipos remotos, y configuraciones de equipos móviles.
8. **Estudios geológicos:** estudios en zonas vulnerables a deslizamientos que fueran diagnosticadas en las inspecciones especialmente las cercanas a las placas tectónicas y fallas geológicas.

0.3.3.3. Auditorías

Costos de estudios especializados para apoyo en auditorías:

- Gubernamentales: en cumplimiento de las obligaciones que los órganos del estado exigen a través de entidades gubernamentales, estatales y municipales.
- Normativa Regional: atención de auditorías técnicas y económicas.

0.3.3.4. Consumos básicos de electricidad y agua

Gastos incurridos en servicios básicos en los recintos de la empresa de transmisión. Se considera un consumo de servicios básicos por empleado y por año y se valoriza a los precios del servicio.

0.3.3.5. Telecomunicaciones (Telefonía e Internet)

Gastos correspondientes a los costos de comunicaciones del personal de planta de la empresa modelo que incluyen telefonía fija, e informática (internet), estos costos considerarán un servicio redundante que garantice la continuidad de las comunicaciones en la empresa. Telefonía Celular, Este servicio es requerido para algunos empleados que requieren servicio de comunicaciones móviles por su función y responsabilidades en la empresa

0.3.3.6. Enlace de comunicaciones

Costo de las comunicaciones operativas entre la sucursal y el Centro de Control Nacional, así como por los enlaces necesarios para comunicarse con el centro de monitoreo propio de EPR. Estos enlaces de comunicaciones considerarán respaldo para garantizar la operatividad de la infraestructura.

0.3.3.7. Artículos de oficina

Gastos incurridos en artículos requeridos por el personal de plantilla para la ejecución de las actividades de la empresa.

0.3.3.8. Fotocopias e impresiones

Costo de fotocopias e impresiones requeridas por el personal de plantilla para la ejecución de las actividades de la empresa.

0.3.3.9. Mensajería y transporte

Costos de envío de documentos y bienes.

0.3.3.10. Alquiler de edificios

Establece los m² eficientes para cada área funcional (operación y mantenimiento, administración, etc.) en función de la cantidad de empleados y ratios eficientes.

Para determinar la superficie se consideraron m² promedio de espacio por empleado. Se calcula la cantidad total de m² de oficina tomando en cuenta la cantidad de personal de plantilla (empleados de transmisión). Adicionalmente se considera m² para estacionamiento de vehículos del personal de plantilla.

Para los m² calculados se valoriza el costo anual de alquiler de cada uno de los ítems considerados.

0.3.3.11. Costo de bodegas

Son necesarias para el almacenamiento de insumos, repuestos, herramientas y equipos especiales para las tareas de mantenimiento debidamente justificados. Desde el punto de vista operativo se considerará una bodega por país y que estén emplazadas en lugares de fácil acceso. Se analiza la cantidad de m² de bodega requerido por cada Sucursal informado por EPR y se homologa en función de las necesidades operativas detectadas y los antecedentes de estudios similares.

Respecto del inventario de repuestos se debe considerar que la empresa modelo aplica el concepto de Repuestos Centrados en Confiabilidad, denominado Reliability Centred Spares (RCS) que tiene por objetivo optimizar el stock de repuestos. El RCS basa la decisión de tener inventario no en las recomendaciones del fabricante, o en el juicio subjetivo de ingeniería, sino en el análisis de qué ocurre si no se dispone del repuesto.

Se considera el costo de compra cuando el inmueble sea propiedad de la empresa y el costo unitario de alquiler en caso de tratarse de arrendamiento.

Cuando el inmueble sea propiedad de la EPR este se valorizará como costo de capital y se incorporará al costo de AOM eficiente como la anualidad de la inversión considerando el costo de inversión, la tasa de rentabilidad y la vida útil de las instalaciones.

0.3.3.12. Mantenimiento software

Costos de mantenimiento y actualización del software.

Éste se calcula como un 5% del costo de inversión del software. Se asume que en los costos de mantenimiento de licencias de software se incluyen su utilización como las mejoras, corrección de errores y soporte especializado.

0.3.3.13. Mantenimiento hardware y comunicaciones

Costos de mantenimiento asociados con el hardware y comunicaciones se estiman como un 3% del costo de inversión del Hardware y comunicaciones.

0.3.3.14. Mantenimiento de ordenadores de escritorio, ordenadores portátiles, plotter, impresores y fotocopiadoras

Costos de mantenimiento asociados con ordenadores de escritorio, ordenadores portátiles, plotter, impresores y fotocopiadoras se estiman como un 3% del costo de inversión.

0.3.3.15. Mantenimiento, seguros y combustible de vehículos del personal de plantilla

Los vehículos del personal de plantilla se consideran como parte de la flota de la EPR, se incluye el costo de su mantenimiento, seguro y otros costos como 15% del costo de compra.

El costo de combustible se estima sobre la base de los km anuales recorridos, el consumo específico de combustible (litros/km) y el costo unitario de combustible.

El costo de mantenimiento, seguro y combustible de los vehículos que utilizan las cuadrillas para trabajos en terreno está incluido en los costos de los servicios de mantenimiento en terreno.

0.3.3.16. Gastos de mantenimiento de mobiliario

Gastos de reparaciones se estiman como un 0.5% del costo de inversión.

0.3.3.17. Gastos de mantenimiento de equipos y herramientas especiales

Gastos de mantenimiento se estiman como un 0.5 % del costo de inversión.

0.3.3.18. Gastos bancarios menores

Gastos bancarios menores asociados a transferencias bancarias para pagos a proveedores.

0.3.3.19. Vigilancia y seguridad patrimonial

Se refiere a la cobertura para la protección patrimonial en bodegas y oficinas.

A los efectos de resguardar la seguridad patrimonial para oficinas zonales, bodegas y se requiere disponer de un servicio de protección para resguardar la seguridad patrimonial.

Se considera un servicio tipo guardia para proteger las instalaciones y personas para las bodegas regionales.

0.3.3.20. Mantenimiento y limpieza de edificios y bodegas

Considera la superficie que resulta del cálculo de los m² en función de la cantidad de personal y el costo unitario de aseo por m² para oficinas.

De manera similar se considera un costo unitario por m² para el aseo y limpieza de bodegas considerando los m² definidos para dichas áreas.

Son de cargo de la empresa proponente, la contratación del personal y, por lo tanto, de su exclusiva responsabilidad el pago de salarios, imposiciones legales, aguinaldo, seguros contra accidentes de trabajo o enfermedades profesionales y riesgos por daños a terceros, beneficios sociales y laborales

0.3.3.21. Gastos de capacitación

Una empresa eficiente debe contar con un plan de capacitación para todos sus niveles jerárquicos a los efectos de mejorar la gestión en todas sus áreas. Se estima en función de un costo promedio por empleado y la cantidad de empleados de la dotación eficiente.

0.3.3.22. Combustible de operación de vehículos propios

El costo variable por consumo de combustible se calcula en función de los km anuales recorridos, el rendimiento y el costo unitario del combustible.

Los costos de los vehículos utilizados por las cuadrillas que operan en terreno deberán incluirse en los costos de servicios de mantenimiento en terreno que prestan los contratistas.

El costo de los vehículos del personal propio de la estructura de la organización requerido para movilizarse a los efectos de realizar las tareas de coordinación y supervisión de sus subordinados se encuentra incluido como parte de los gastos de la organización.

O.3.3.23. Memoria anual

Gastos para la edición de la memoria anual de la empresa.

O.3.3.24. Publicaciones y avisos

Gasto en concepto de Publicaciones y Avisos en periódicos con cobertura nacional.

O.3.3.25. Costo de Capital de Trabajo

Se considera el capital de trabajo como una doceava parte del costo total de explotación (costo de AOM eficiente), y sobre el mismo se reconoce un costo financiero de un mes a la tasa regulada.

O.3.4. Bienes muebles e inmuebles

Los costos que corresponden a la incorporación de infraestructura no eléctrica se valorizan como costo de capital y se incorpora al costo de AOM eficiente como la anualidad de la inversión considerando el costo de inversión, la tasa de rentabilidad y la vida útil de las instalaciones.

Los rubros de costos que corresponden a infraestructura no eléctrica son:

1. **Bodegas:** Se requiere una bodega por sucursal que se valoriza a costo unitario de mercado.
2. **Software:** Programas informáticos necesarios para la operación y mantenimiento. Se consideran como base los siguientes sistemas de control informático:

Administración y finanzas

El Sistema de Administración y Finanzas es una forma de utilizar la información a través de la organización de forma más proactiva -en áreas claves- como compras, administración de inventario y cadena de suministros, control financiero, administración de recursos humanos, logística y distribución, ventas, mercadeo y administración de relaciones con clientes.

Estos elementos son agregados en forma integral para proporcionarles al personal una manera universal de acceder, ver, y utilizar la información que se guarda en diferentes sistemas. De esta forma con un sistema integrado vía una interfaz conocida desaparece las barreras de información entre los diferentes sistemas y áreas de la empresa.

Los sistemas de Administración y Finanzas básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

Presupuesto y control de gestión

Sistema encargado de llevar el seguimiento del presupuesto y el control de la gestión de actividades de la empresa tales como:

1. **Manutención de árbol de inversiones y de órdenes internas, gerenciamiento de la planificación**
2. **Gerenciamiento de la inversión**
3. **Gerenciamiento de Gastos**
4. **Emitir órdenes de gastos reales**
5. **Emitir órdenes de inversiones reales**
6. **Seguimiento de gastos**
7. **Seguimiento de inversiones**
8. **Seguimiento de Ingresos**
9. **Efectuar liquidaciones de inversiones**

10. Mantenimiento de grupos
11. Efectuar ratios y distribución

Abastecimiento y gestión de materiales

En este sistema se registran, controlan e informan los movimientos (entrada y salida) de materiales de las distintas bodegas, maneja adecuadamente los niveles de inventario y entrega de la información necesaria para la administración de éstos.

El sistema administra todo el proceso logístico de abastecimiento de la empresa, partiendo de las órdenes de compra, su relación con las cotizaciones realizadas, proporcionando a la vez una gestión de stocks, de forma tal de dar aviso de los materiales que requieren reposición, facilitando la dirección y control de los proveedores, contratistas y materiales, de la empresa.

A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Registro de Materiales
2. Registro de Servicios
3. Registro de Compras (proveedores)
4. Reposición de Stock
5. Compra de materiales
6. Compra de Servicios
7. Procesamiento de reconciliación
8. Contratación de Obras llave en mano
9. Atención de necesidades de manutención
10. Distribución de materiales
11. Devolución de materiales a recuperar
12. Inventario de stock
13. Envío de material en garantía para proveedor
14. Material almacenado en bodegas
15. Informes operacionales y gerenciales
16. Venta de materiales
17. Substitución de material obsoleto
18. Envío de componentes de material en garantía con proveedor
19. Procesamiento de Libros Fiscales
20. Planeamiento Pago
21. Transferencia de materiales

Contabilidad y Finanzas, Costos, Tesorería, Presupuesto y Control de gestión

Este sistema tiene por objetivo proporcionar la información económica-financiera necesaria para cumplir con las disposiciones de los entes fiscalizadores y con los requerimientos de un adecuado control administrativo y toma de decisiones. La configuración de este sistema debe permitir la operación y gestión de las unidades relacionadas con las funciones de la gerencia de administración y finanzas y la comunicación y registro de datos que provengan de otros sistemas.



A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Gerenciamiento diario de caja
2. Planear y controlar otros tributos
3. Efectuar Pagos
4. Comunicación con Bancos
5. Planificar y controlar IVA
6. Registro de datos maestros
7. Procesar pagos
8. Procesar cierre periódico mensual
9. Procesar cierre periódico diario
10. Procesar reconciliación
11. Cierre anual
12. Impresión de Informes: Inventarios, Balances, etc.
13. Movimientos Accionarios
14. Pago de dividendos
15. Gerenciamiento de préstamos y financiamientos

Gestión de activos – Control de Activo Fijo

Realiza el registro y control del activo fijo, su corrección monetaria, ciclo de vida, depreciación, ubicación física, confiabilidad, riesgo, planificación de costos, evaluación, desempeño, remplazo y demás movimientos que afectan, manteniendo un control adecuado sobre estos bienes que representan montos importantes del activo de la empresa.

A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Capitalizar activo
2. Inmovilizar inversiones
3. Gerenciamiento de la vida útil de activos en servicio

Gestión de proyectos

Sistema encargado de llevar el seguimiento de la gestión de proyectos de la empresa relacionados a:

1. Registro de datos maestros de proyectos
2. Ejecución de proyectos con estudios de viabilidad
3. Proyectos con actividades internas y externas
4. Proyectos con cambios en el programa de inversiones y necesidades de transferencia
5. Proyectos con bajas de activo (total y parcial)

Recursos humanos

El sistema de Recursos Humanos tiene por objetivo el cálculo de las remuneraciones de la dotación que trabaja en la empresa transportista, además de proveer información

relevante del personal que labora en la empresa transportista (datos personales, forma de pago, previsión, atributos, vacaciones, planillas leyes sociales, rentas, etc.)

Este sistema se encuentra centralizado en las oficinas centrales, realizando aquí todos los procesos mensuales, y enviando por vía electrónica los datos a las sucursales para que se imprima las remuneraciones mensuales del personal de esas zonas, encontrándose en cada una de estas un encargado de las remuneraciones para ayudar en este proceso y proveer de los cambios en la información del personal.

A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Reclutamiento, admisión, transferencia, promoción
2. Gestión de personal (movimientos)
3. Planeamiento de carrera y éxito de la capacitación
4. Registro de capacitación
5. Admisión y contabilización de mano de obra
6. Administración del personal y pago
7. Mantenimiento de la estructura organizacional
8. Administrar salud ocupacional y seguridad de trabajo
9. Planificación del costo de personal
10. Procesamiento de obligaciones legales
11. Efectuar reajuste salarial

Sistemas de Gestión de Clientes

El sistema de clientes contiene los procesos habituales requeridos en una empresa de redes. Una de sus más importantes funciones es la de realizar un correcto seguimiento y control de todos los procesos relacionados con el cliente tales como mantenimiento de bases de datos y archivos, facturación, etc.

A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Procesos de mantenimiento de bases de datos y archivos.
2. Módulo de atención de Clientes
3. Adquisición datos de Lectura de Medidores
4. Proceso de Facturación
5. Proceso de contabilización de la facturación
6. Proceso de contabilizaciones de Modificaciones a la Facturación.
7. Proceso de recaudación
8. Proceso del cierre diario de las Operaciones
9. Módulo de Estadísticas e informes de Cierre y Gestión diarios
10. Proceso de Cierre de Mes
11. Módulo de Estadísticas e informes de cierre y gestión

Gestión de comunicaciones

Constituida por la plataforma de Telefonía IP a nivel corporativo, incluye equipos Firewall.

Sistema de utilities

El sistema de Utilities está compuesto por herramientas específicas orientadas a la gestión de empresas de "redes". Estos sistemas básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

Gestión de mantenimiento

El Sistema de Mantenimiento se encarga de llevar el registro de las operaciones de mantenimiento que ejecutan sobre las instalaciones de la empresa, permitiendo el control de los servicios tercerizados, facilitando el control preventivo de las instalaciones de la transportista. Este sistema posee enlaces con los sistemas de reparación y emergencia y con el geográfico.

A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Ejecución de servicios de **manutención correctiva**
2. **Mantenimiento de emergencia**
3. **Mantenimiento de preventivo**
4. **Registro de datos maestros de mantenimiento**
5. **Seguimiento de Contratistas**

Sistema de información georreferenciada (GIS)

Permite la creación, modificación y acceso a la información georreferenciada, mediante una base de datos geográfica que integra la información de las redes con los datos de los clientes. Entre las prestaciones del sistema se encuentra la de entregar interfaces a los diferentes niveles de usuarios del sistema e interrelacionarse con los demás sistemas de la empresa.

Colabora estrechamente con el sistema de manutención y reparación de la red eléctrica, asistiendo a estos sistemas en la planificación y coordinación de las cuadrillas que ejecutan dichas tareas.

A continuación, se detalla las actividades específicas del sistema:

1. Integración con demás sistemas.
2. Interactúa con sistema de manutención y reparación de emergencia
3. Análisis y cálculos
4. Creación de cartografía
5. Creación de informes
6. Visualización de Consultas

Supervisión, control y adquisición de datos (SCADA)

Licencia a nivel corporativo para el control y monitoreo de las variables del equipamiento de transmisión.

3. **Hardware de sistemas centrales (servidores)**
4. **PC, note book, plotter, teléfono fijo:** corresponde al hardware de equipos de computación. Se determina la cantidad de PCs, notebooks, impresoras, etc. en función de la cantidad y categoría de empleados.
5. **Teléfono celular**
6. **Muebles de oficinas** se refiere a la cantidad de escritorios, sillas, sillones, mesas de reuniones, etc., y demás infraestructura para que el personal desarrolle sus tareas de oficina.
7. **Vehículos para el personal de plantilla.**
8. **Equipos e instrumentos especiales para tareas de predictivo y preventivo:** La cantidad de equipos e instrumentos especiales base que se considera por país para una empresa eficiente y los sistemas informáticos considerados se describen a continuación:

Equipos e Instrumentos especiales para mantenimiento	GUA	ELS	HON	NIC	CRI	PAN
Detector de voltaje	4	4	4	4	4	4
Medidor de resistencia de puesta a tierra (Telurómetro)	1	1	1	1	1	1
Medidor portátil de aislamiento (Factor de potencia M4100)	1	1	1	1	1	1
Soldadora	1	1	1	1	1	1
Equipo de prueba de relevadores (OMICRON 356)	1	1	1	1	1	1
Cámara termográfica	1	1	1	1	1	1
Medidor de Integridad de pila de concreto.	1	1	1	1	1	1
Medidor de altura	1	1	1	1	1	1
Equipo para medición de campos magnéticos y eléctricos	1	1	1	1	1	1
Tenaza amperométrica AC/DC	2	2	2	2	2	2
Escalera fibra de vidrio	2	2	2	2	2	2
Aspiradora	1	1	1	1	1	1
Micro Ohmmeter	1	1	1	1	1	1
Peineta para Block de Prueba	1	1	1	1	1	1
Equipo para personal de mantenimiento de Línea (Liniero)- (Pértiga y puestas a tierra de seguridad)	1	1	1	1	1	1
GPS	1	1	1	1	1	1
Medidor de corriente de fuga de pararrayos	1	1	1	1	1	1
Equipo detector de fuga y calidad de gas SF6	1	1	1	1	1	1
Equipo de medición para efecto corona	1	1	1	1	1	1
Equipo para medir descargas parciales	1	1	1	1	1	1
Equipo para pruebas especiales Transformadores Corriente (MRCT)	1	1	1	1	1	1
Equipo para medir humedad residual (IDAX300)	1	1	1	1	1	1
Equipo para pruebas especiales Transformadores de Potencial (TTR300-47)	1	1	1	1	1	1
Equipo para pruebas de tiempos de apertura y cierre de interruptores y seccionadores (EGIL BM-19093)	1	1	1	1	1	1
Equipo para medir resistencia de contactos de interruptores y seccionadores (MOM2)	1	1	1	1	1	1

0.3.5. Costos de procesos de operación y mantenimiento de terreno

0.3.5.1. Consideraciones generales

El estudio de costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones se realiza bajo el enfoque del análisis de procesos, a través del relevamiento de todas actividades de operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas. Estos procesos son los necesarios para una correcta prestación del servicio, de acuerdo a las exigencias de calidad del regulador.

La supervisión y la planificación de todas las tareas, ya sea las ejercidas por el personal propio o de contratistas deben estar a cargo de personal propio de la empresa. Lo que resulta del estudio de los procesos es una fuerza laboral con una infraestructura asociada, de donde se determinan los costos. Los datos de partida de salarios, servicios y materiales son valores de mercado.

La estructura de planificación, control y supervisión de OyM ya es tomada en cuenta en los costos de la "Gerencia de Operación y Mantenimiento" de la Matriz y en el personal de Mantenimiento de las sucursales.

Los costos directos de OyM están relacionados con la ejecución de las tareas de operación y mantenimiento ejecutadas por las cuadrillas de terreno.

Estos costos comprenden los siguientes conceptos:

1. Líneas eléctricas
2. Equipamiento de conexión de subestaciones y servicios auxiliares.
3. Equipamiento de protecciones, monitoreo, control y telecomunicaciones.
4. Operación de subestaciones con presencia física para consignación de instalaciones.

Estos trabajos incluyen las tareas de mantenimiento de emergencia, preventivo, predictivo, correctivo detectivo y operaciones para todas las instalaciones.

Dado que se trata de una empresa eficiente se enfocan las actividades de mantenimiento con énfasis en las tareas proactivas a los efectos de disminuir el "riesgo de falla" mediante las últimas técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo.

A los efectos de optimizar los costos de mantenimiento se considera que la EUTRE aplique el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) como estrategia de mantenimiento.

0.3.5.2. Diseño de los recursos de operación y mantenimiento directos

El proceso de operación y mantenimiento tiene como principales cometidos:

- Garantizar la continuidad del suministro eléctrico cumpliendo los límites de calidad impuestos por las normativas regional y nacional.
- Registrar y analizar en forma constante los parámetros de desempeño de las instalaciones
- Mantener las instalaciones de transmisión en buenas condiciones de funcionamiento de manera de cumplir con la normativa de seguridad y ambiental
- Realizar las acciones para reparar las averías
- Relevar y registrar de forma constante el estado de las instalaciones
- Realizar una correcta planificación, programación y gestión del mantenimiento preventivo, predictivo y detectivo.
- Estudio permanente del sistema a los efectos de implementar la mejora continua

- Cumplir con la normativa ambiental y de seguridad en la operación de las instalaciones.

Sobre la base de las instalaciones del sistema eléctrico se realizará el dimensionamiento de la operación y mantenimiento de las instalaciones estableciendo las actividades (cantidad y características), requerimientos de recursos humanos, instalaciones asociadas, equipamiento, materiales y repuestos, que permitan desarrollar las labores en forma óptima y eficiente.

Para el cálculo de los procesos de OyM se desarrollan los siguientes pasos:

1. Identificar para cada Unidad Constructiva (UC) los principales componentes objeto de mantenimiento
2. Identificar cada actividad de operación y mantenimiento para cada componente (correctivo, preventivo, predictivo, y detectivo)
3. Asignar a cada evento de OyM una frecuencia promedio de ocurrencia.
4. De acuerdo a la característica de cada evento de OyM se asignan para su resolución un costo unitario optimizado.

Finalmente, la suma de los recursos económicos requeridos para todas las categorías de instalaciones será el total de recursos de OyM requeridos por la empresa transmisora.

A los efectos de definir las tareas técnicas analizadas, se describen a continuación los grupos en los que se clasifican, conforme a las características que le dan origen y al alcance de la actividad, como también la cantidad de recursos que se necesitan para efectivizar la tarea de operación y mantenimiento.

0.3.5.2.1. Las tareas de Operación

Consisten en maniobrar la red frente a emergencias o en forma programada. Estas maniobras serán de consignación de instalaciones para la realización de intervenciones sobre las instalaciones y de reposición del servicio luego de las intervenciones normales, o por aperturas intempestivas de los sistemas de protección, ya sea por roturas o accidentes entre tramos operables o por mal funcionamiento o descalibración de estos.

0.3.5.2.2. Las tareas de mantenimiento de emergencia (también llamadas correctivas)

Las que derivan principalmente de las roturas del equipamiento por fallas debidas a causas climáticas, cortocircuitos, aleatorias, vandalismo o por accidentes. Dentro de estas tareas se incluyen las acciones requeridas ante situaciones de riesgo evidente de falla y que no pueden ser programadas con el tiempo establecido en las normas operativas. Estas tareas son básicamente el mantenimiento correctivo de las instalaciones y corresponden a situaciones de emergencia de las redes de Transmisión.

0.3.5.2.3. Las tareas de inspección

Comprenden a las revisiones periódicas de las instalaciones que realizan personal de OyM ya sea mediante inspección visual o con el auxilio de equipos especiales.

0.3.5.2.4. Las tareas de mantenimiento preventivo

Abarcan el conjunto de actividades periódicas de acondicionamiento de las instalaciones, surgidas de la planificación del mantenimiento y que corresponden a las tareas de mantenimiento de carácter preventivo. Estas responden a políticas de mantenimiento de las empresas en función de la calidad que se debe lograr, de la vida útil y estado tecnológico de las instalaciones y de las características topológicas y de contaminación de la región en donde se ubica la Empresa de Transmisión. Por lo tanto, serán tan rigurosas y extensivas como las circunstancias especiales o particulares lo requieran teniendo las particularidades del área de operación.

Adicionalmente, abarcan el conjunto de actividades periódicas de medición y ensayos que se efectúan a los equipos, principalmente de las subestaciones, con la finalidad de detectar fallas funcionales de los parámetros al inicio de estos, es decir cuando el fallo es incipiente, de tal manera de intervenir lo más oportunamente al equipo ejecutando tareas preventivas o correctivas.

0.3.5.2.5. Los trabajos con línea energizada

Corresponden a tareas de prevención que se realizan con línea viva, para evitar el corte de energía. Estas tareas requieren de equipos de aislamiento especiales y de normas o procedimientos más rigurosos como así también de personal especializado, por lo tanto, requieren protocolos más estrictos que los que se realizan en trabajos con línea desenergizada.

0.3.5.3. Frecuencias medias anuales de realización de las tareas

A cada una de las tareas básicas identificadas se le asignará la frecuencia de realización en una base anual, la que toma en consideración:

- Función que cumple el equipo en el contexto operativo.
- Antigüedad del equipamiento
- Criticidad del equipo
- Estado y condición del equipamiento
- Posibles fallos funcionales.
- Aspectos específicos del proceso ("reglas del arte"), que contemplan aspectos como calidad de la ejecución, normas de seguridad, etc.
- Características de diseño y constructivas de las instalaciones.
- Recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
- Arquitectura de la red (topología).
- Tasas de fallas por tipo de instalación, considerando si es urbana o rural.
- Normativa de calidad del servicio vigente.
- Aspectos ambientales (por ejemplo, el nivel cerámico, nivel de precipitaciones, presencia de aves, vegetación, etc.)

Las tareas y frecuencias son calculadas con valores promedio estimados para toda la vida útil de las instalaciones que consideran las referencias y criterios de optimización señalados al inicio de este apartado.

0.3.5.4. Definición de los tiempos de traslado y ejecución

Para cada una de las tareas se determina un tiempo de ejecución de la tarea, y un tiempo medio de desplazamiento desde la base donde opera la cuadrilla hasta el emplazamiento donde llega el vehículo con los operarios de la cuadrilla.

Los tiempos de acceso vehicular consideran factores tales como la distancia, el tipo de carretera, así como la posible necesidad de cruzar centros urbanos.

Para estimar los recursos se considera para cada tarea de mantenimiento no planeado el tiempo de desplazamiento indicado.

Para las tareas de mantenimiento planeado (mantenimiento programado) el tiempo de desplazamiento se considera distribuido entre la totalidad de tareas que se realizan en cada jornada de mantenimiento planeado de la línea o estación transformadora.

Los tiempos medios de ejecución de las tareas se determinan conforme a las dificultades y características de las tareas, manuales de mantenimiento de los activos eléctricos de la redes y estaciones

transformadoras, calificación del personal de la cuadrilla, tipo de tecnología aplicada, programas de mantenimiento propuesto por fabricantes y laboratorios especializados, normas técnicas de la industria eléctrica, legislación vigente, programas de mantenimiento de Empresas Eficientemente Operadas, tomando como referencia las empresas de transmisión de la región.

A los efectos de reflejar el costo medio de mantenimiento en que incurriría una empresa eficiente las tareas que se definen son las que corresponden a instalaciones que han sido adecuadamente mantenidas.

O.3.5.5. Costos de los recursos requeridos

Estos servicios están vinculados a las tareas de operación y mantenimiento en terreno que se consideran realizadas por personal de terreno.

Dichos costos incluyen el costo del personal, los que fueron completados con los costos de vehículos, herramientas y equipos requeridos para las tareas de OyM.

Para los materiales y repuestos de líneas y subestaciones de conexión utilizados en el mantenimiento se utilizan costos unitarios basados en la información suministrada por EPR.

Para valorizar los costos de ejecución de cada tarea de OyM se consideran los insumos requeridos para su ejecución, así como la respectiva frecuencia media anual de intervención.

En lo referido a los costos de mano de obra (considerando las calificaciones funcionales que correspondan en cada caso) y de servicios de apoyo (transporte, maquinaria, etc.), ambos conceptos se agrupan en los costos unitarios de una "cuadrilla típica". Ésta se define como la unidad operativa conformada y equipada adecuadamente para realizar con eficiencia las tareas de mantenimiento correctivo, preventivo, predictivo y detectivo.

Se considera la cantidad de "cuadrillas típicas" necesaria para la realización de la totalidad de las tareas que surgen del mantenimiento planeado y de la atención de las emergencias.

Para cada tipo de tareas se define una cuadrilla típica, integrada por el personal que realiza las tareas en terreno y los vehículos apropiados. El costo de los vehículos que integran el costo de la cuadrilla considera el costo de capital de vehículo, combustible, mantenimiento, seguros y otros costos operativos.

Los precios de los materiales y repuestos que se utilizan para cada una de las tareas de OyM, son precios de mercado que se corresponden con los tipos constructivos, niveles de tensión y demás características técnicas de las instalaciones.

La valorización de las tareas se realiza por medio de un modelo para el cálculo de costos de OyM directos, el que se aplica para todas las unidades constructivas de la transportista.

O.3.5.5.1. Valorización de las tareas de todas las unidades constructivas del transmisor

Para la valorización de las tareas de todas las unidades constructivas del transmisor, se tomarán los siguientes datos de ingreso:

1. Los costos unitarios de mano de obra, que integra cada una de los tipos de cuadrillas asignadas para la realización de las tareas de mantenimiento.
2. Los costos de transporte (pick up, camiones, etc.): se considera en modalidad de "leasing" calculando su costo fijo como la anualidad del costo de inversión del vehículo a la tasa de descuento regulada, a la cual se le suman los costos operativos (Combustible, seguros, mantenimiento, etc).
3. Las cantidades, tipos y caracterización de instalaciones y su contexto operacional (contaminación, vegetación, etc.) de la empresa real para cada nivel de tensión (km de línea, cantidad de bahías de línea por tipo, reactores, transformadores de medición, interruptores, seccionadores, etc.).

4. Las distancias y tiempos de traslado de las cuadrillas.
5. Los costos unitarios de los materiales e insumos utilizados para las tareas de mantenimiento.

0.3.5.5.2. Secuencia de cálculo

La secuencia de cálculo comprende las siguientes etapas:

1. Definir las tareas básicas de operación y mantenimiento para cada elemento de la red (por ejemplo, inspecciones, cambio de aisladores, reparación de conductores, análisis de aceite de transformadores, revisión de puestas a tierra, etc.)
2. Asignar a cada tarea básica la "cuadrilla típica" y los materiales necesarios para su ejecución en función de las características de las instalaciones, los conocimientos y equipamiento requerido.
3. Estimar los tiempos requeridos para la ejecución de las tareas y los tiempos medios de traslado desde la base operativa al lugar donde están emplazadas las instalaciones.
4. Estimar la frecuencia media anual de cada una de las tareas.
5. Calcular la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y la cantidad de equipos que conforman cada componente.
6. Sobre la base de la cantidad de tareas, y los recursos requeridos para la ejecución de cada una de ellas calcular la cantidad total de recursos para el cumplimiento de los planes de mantenimiento y atención de emergencias.
7. Valorizar los recursos calculados, contemplando los costos de mano de obra, transporte, equipos y materiales.
8. Agregar los costos eficientes estimados en cada una de las instalaciones y por nivel de tensión.
9. Análisis de los resultados mediante gráficos comparativos de estructura de costos

0.3.6. Fórmulas de indexación y período de vigencia del estudio

El costo eficiente de administración, operación y mantenimiento (AOM) para la Línea SIEPAC será actualizado por la CRIE cada cinco años mediante un estudio de aplicación de la metodología que se detalla en el presente anexo y, mediante la aplicación de la fórmula de indexación al valor vigente del AOM, actualizaciones que no se aplicarán simultáneamente, conforme lo siguiente:

- a) Se realizará el estudio cada cinco años, con la información vigente incluyendo precios a abril del año en curso.

En cada estudio la información a utilizar tanto de cómputo de instalaciones de los activos eléctricos como de sus características técnicas serán las que hayan sido debidamente verificadas y auditadas por la CRIE.

- b) En los años en los que no corresponda la elaboración del estudio señalado en el literal anterior, se realizará una indexación al monto de AOM vigente a valores de junio del año en curso de acuerdo a la fórmula polinómica que se presenta más adelante.
- c) No obstante, lo establecido en las literales a y b que preceden, si de la indexación resulta un AOM con una variación anual mayor al cinco por ciento (5%) o menor al cinco por ciento (-5%) respecto del AOM establecido en el período precedente, se deberá realizar el estudio establecido en el literal "a" previo. En tanto no se tenga dichos resultados permanecerá vigente el último valor de AOM aprobado.

Fórmula polinómica de indexación de AOM que distingue componentes transables respecto de los no transables. No transables son aquellos que no pueden comercializarse en los mercados internacionales y dependen básicamente del mercado local, el resto son transables:

$$AOMF = AOMI * \left[\sum_{j=1}^{n=6} COEFP_j * COEFNT_j * \frac{IPCF_j}{IPCI_j} * \frac{DLI_j}{DLF_j} + \sum_{j=1}^{n=6} COEFP_j * COEFT_j * \frac{PPIF_j}{PPII_j} \right] + ADS$$

Dónde:

- J: 1 (Guatemala), 2 (El Salvador), 3 (Honduras), 4 (Nicaragua), 5 (Costa Rica), 6 (Panamá).
- AOMF: Costo de AOM actualizado en USD
- AOMI: Costo de AOM que resultó de la última actualización de cálculo tarifario en USD.
- COEFPj: Coeficiente de participación de costo de cada país (j) en el AOMI total
- COEFNTj: Coeficiente de participación de los costos No Transables en el AOM de cada país (j)
- DLFj: Valor del Precio del Dólar Comprador en cada país (j) correspondiente al mes anterior al mes de actualización
- DLIj: Valor del Precio del Dólar Comprador en cada país (j) correspondiente al mes utilizado como referencia para la última actualización
- COEFTj: Coeficiente de participación de los costos Transables en el AOM de cada país(j)
- PPIFj: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al mes anterior al mes de actualización
- PPIIj: Producer Price Index- Commodities (Serie WPU00000000) publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al mes utilizado como referencia para la última actualización
- IPCFj: Índice de Precios al Consumidor de cada país (j) correspondiente al mes anterior al mes de actualización
- IPCIj: Índice de Precios al Consumidor de cada país (j) correspondiente al mes utilizado como referencia para la última actualización
- ADS: Pago por arrendamiento de servidumbre de la Línea SIEPAC, por un monto que determinará la CRIE, siguiendo criterios de razonabilidad y se encuentren debidamente justificados. Dicho componente no será alterado por la aplicación de la fórmula de indexación.

El mes de referencia será el de la última actualización realizada.

Para el precio del dólar se utilizará el tipo de cambio comprador que surge del banco central de cada país, según el siguiente detalle:

	Tipo de Cambio
Guatemala	Banco de Guatemala
El Salvador	Banco Central de Reserva El Salvador
Honduras	Banco Central de Honduras
Nicaragua	Banco Central de Nicaragua
Costa Rica	Banco Central de Costa Rica
Panamá	El Balboa Panameño se encuentra vinculado al dólar

Las fuentes a utilizar para el Índice de Precios al Consumidor (IPC) serán las páginas oficiales de las instituciones correspondientes según el siguiente detalle:

	Índice de precios al consumidor (IPC)
Guatemala	Instituto Nacional de Estadística Guatemala
El Salvador	Dirección General de Estadísticas y Censos (DIGESTYC)
Honduras	Banco Central de Honduras
Nicaragua	Banco Central de Nicaragua
Costa Rica	Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) de Costa Rica.
Panamá	Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC) de Panamá.

La fuente a utilizar para el Índice de Precios al Productor (PPI) será la página oficial Bureau of Labor Statistics.

En la solicitud del IAR, la EPR deberá presentar para la aprobación de la CRIE, en los años en los que no corresponda la elaboración del estudio, la indexación del valor vigente del AOM conforme los criterios establecidos en el presente numeral.

0.3.7. Incorporación de activos a La Línea SIEPAC

En caso que exista incorporación de nuevos activos a la Línea SIEPAC, se añadirán los nuevos activos, a fin de calcular el nuevo AOM.

Para la incorporación correspondiente se utilizará la siguiente fórmula:

$$\Delta AOM_{NA} = (AOM_{NA} - AOM) \frac{m}{12}$$

Dónde:

- ΔAOM_{NA} : Valor incremental del AOM correspondiente al nuevo activo
- AOM_{NA} : AOM resultante de la incorporación del nuevo activo actualizado
- AOM: AOM vigente
- m: Numero de meses en operación comercial del nuevo activo.

La incorporación de activos que se realice antes del ajuste semestral será proporcional al tiempo de operación comercial según el parámetro "m" definido en la fórmula anterior, mientras que si la incorporación es realizada posterior al ajuste este será considerado hasta el AOM del año siguiente, tomando en cuenta los meses del año en curso para el cálculo respectivo.

-----FIN DEL ANEXO "O"-----

3. Adicionar al Libro III del RMER el Anexo "P" denominado "Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC", el cual leerá así:

ANEXO P

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COMPONENTE DE RENTABILIDAD REGULADA DEL INGRESO AUTORIZADO REGIONAL DE LA LÍNEA SIEPAC.

Se presentan los procedimientos para el cálculo de la tasa de rentabilidad sobre el capital propio de la EPR para la determinación del componente de Rentabilidad Regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC, establecida en el literal 15.2 del Anexo I del Libro III del RMER.

P.1 Tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio

El método para el cálculo de la tasa de retorno es el método CAPM (Capital Asset Pricing Model), que permite determinar el costo de oportunidad del capital propio, es decir, el rendimiento esperado por los accionistas; y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_C + r_T + \beta_L * (r_M - r_F) \quad (1)$$

Dónde:

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio,
 r_F es la tasa de retorno de un activo libre de riesgo,
 r_C es la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión,
 r_T es la tasa adicional de riesgo por tamaño (empresa pequeña),
 β_L es el riesgo sistémico de la industria en cuestión, y
 r_M es el retorno de una cartera diversificada.

El cálculo se debe realizar para cada país de América Central y luego determinar la Tasa Real del Capital Propio ponderado por país después de impuestos.

P.2 Cálculo de la tasa de retorno por el método CAPM

P.2.1 Cálculo de la tasa de retorno de un activo libre de riesgo (r_F)

La tasa de retorno de un activo libre de riesgo (r_F) se calcula como el promedio aritmético de los promedios mensuales del rendimiento del bono del tesoro de Estados Unidos a 30 años (UST-30) de los últimos cinco años.

Esta información está disponible en el sitio web de la Reserva Federal de Estados Unidos (*Federal Reserve System*).

P.2.2 Cálculo de la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (r_C)

La tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (r_C) para los seis países se calcula utilizando la calificación de riesgo para el trimestre más cercano al momento de cálculo estimada por Moody's (publicada por el Consejo Monetario Centroamericano).

Adicionalmente, para países con economías no dolarizadas se utilizarán las tasas de riesgo (spreads) corporativos para empresas de servicios públicos para el año correspondiente provistos por Reuters para Utilities, para bonos a 10 años en caso estas no estén disponibles se utilizará la información actualizada disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University, específicamente el Country Risk Premium. La CRIE podrá solicitar la disponibilidad de la información a los reguladores nacionales.

Para países con economías dolarizadas, se utilizará como indicador de spreads por riesgo por contexto del país receptor de la inversión, los datos actualizados al momento del cálculo de Emerging Markets Bonds Index Plus (EMBI+) publicados por JP Morgan; en caso estos no estén disponibles se utilizará la información actualizada disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University, específicamente el Country Risk Premium. La CRIE podrá solicitar la disponibilidad de la información a los reguladores nacionales.

En caso que ninguna de las fuentes anteriores esté disponible, se utilizará otra reconocida y utilizada internacionalmente por entidades regulatorias del sector eléctrico.

P.2.3 Cálculo de la tasa adicional de riesgo por tamaño (empresa pequeña) (r_T)

La tasa de riesgo por tamaño (empresa pequeña) (r_T) se calcula como el promedio de los dos deciles más pequeños (9 y 10 que son empresas con una capitalización de mercado de hasta USD 300 millones) de capitalización de mercado usando el informe Ibbotson que calcula el premio por tamaño según decil de tamaño.

Para el caso del cálculo del costo de capital a aplicar a la EPR, dado que no es posible estimar el beta propio de la empresa debido a que no existe información de mercado para hacerlo, se recurre a información de empresas de Estados Unidos como referencia. Este valor se toma del Valuation Handbook-Guide to Cost of Capital para empresas pequeñas.

P.2.4 Cálculo del riesgo sistémico de la industria (β_L)

Para calcular el beta a aplicar se debe en primer lugar desapalancar el beta (usando la tasa impositiva de ganancias del mercado al que corresponden las betas estimadas y el nivel de endeudamiento promedio de las empresas utilizadas como referencia) y posteriormente volver a calcular el beta ajustado por el apalancamiento de empresas de transmisión nacionales de la región de América Central, incluyendo a la EPR y la alícuota impositiva en cada país de la región.

El beta sin apalancamiento se calcula usando la Ecuación de Hamada:

$$\beta_L = \beta_U * \left(1 + (1 - \epsilon) * \frac{D}{E} \right) \quad (2)$$

Donde:

β_L es el Beta del patrimonio o apalancada

β_U es el Beta del activo o desapalancada

t son las tasas de impuestos sobre la renta vigentes en cada país al cierre del período fiscal anterior a la fecha de aprobación de la tasa de rentabilidad.

D es el nivel de endeudamiento de mediano/largo plazo de empresas de transmisión nacionales de la región de América Central, incluyendo a la EPR.

E es el Patrimonio Neto de empresas de transmisión nacionales de la región de América Central, incluyendo a la EPR.

Para el cálculo deberá considerarse como referencia (beta desapalancada del sector Power de Estados Unidos) información disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University.

P.2.5 Cálculo del premio por riesgo ($r_M - r_F$)

El premio por riesgo ($r_M - r_F$) es el retorno que se espera recibir para compensar el riesgo adicional que se asumió al invertir en un determinado activo, en vez de hacerlo en un activo libre de riesgo. Por lo tanto, el premio por riesgo surge de la diferencia entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

La información de r_M está disponible en los libros que Ibbotson Associates publica anualmente: "Valuation Year book; Markets Results for Stocks, Bonds, Bills and Inflation". El período utilizado deberá abarcar desde 1926 hasta el año más reciente considerando la fecha de cálculo, y se debe de considerar el promedio aritmético.

P.2.6 Tasa Nominal y Real

La tasa de costo de capital propio obtenida de acuerdo a los principios establecidos anteriormente es una tasa nominal después de impuestos, en su cálculo se consideran rendimientos obtenidos de los mercados financieros, los cuales descuentan la inflación esperada de la moneda en los instrumentos que estén nominados, se calcula usando la siguiente ecuación:

$$r_E = r_E^{N,i} \quad (3)$$

Para estimar el Costo Real del Capital Propio después de impuestos es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de USA, ya que el Costo Nominal del Capital Propio se calcula en moneda norteamericana.

Para determinar la inflación a largo plazo en el mercado de USA, se deberá considerar el spread entre los bonos del Tesoro de USA indexados por inflación a 20 años (promedio mensual de los últimos cinco años) y los bonos sin indexación (UST-20) (promedio mensual de los últimos cinco años). La diferencia existente entre los rendimientos promedio de estos dos tipos de bonos se debe a que el pago por el cupón y el principal de los bonos indexados se encuentran determinados por la inflación (ajustado por el Índice de Precios al Consumo de dicho país).

Esta información está disponible en el sitio web de la Reserva Federal de Estados Unidos Federal Reserve System).

Una vez estimada la inflación esperada, la tasa real se debe calcular como:

$$r_E^{R,i} = \frac{r_E^{N,i} + 1}{1 + \pi_{USA}} - 1 \quad (4)$$

Dónde:

$r_E^{R,i}$ es la tasa de retorno real del capital propio después de impuestos correspondiente al país i .
 $r_E^{N,i}$ es la tasa de retorno del capital propio nominal después de impuestos correspondiente al país i .
 π_{USA} es la inflación esperada de largo plazo en el mercado de USA.

P.2.7 Tasa Real del Capital Propio ponderado por país después de impuestos

Para poder estimar una tasa para la región de América Central se debe elegir primero los ponderadores de inversión para cada uno de los países (α), los cuales se deben calcular como:

$$\alpha = \frac{\text{Inversión } P_i}{\sum_{i=1}^6 \text{Inversión } P_i}$$

Donde:

Inversión P_i = suma del costo en USD de los kilómetros de la línea SIEPAC localizados en el país i .

Posteriormente se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$r_E^{RP,i} = r_E^{R,i} * \alpha$$

Donde:

$r_E^{RP,i}$ = Tasa Real del Capital Propio ponderado por país después de impuestos

P.2.8 Cálculo de la componente de la Rentabilidad Regulada

La componente de la Rentabilidad Regulada se determinará de la siguiente manera:



$$\text{Rentabilidad Regulada} = \begin{cases} T_{\min} * (1 + \overline{IL}_{USA}) * MIP & \text{si } r_E^{RP,i} \leq T_{\min} \\ r_E^{RP,i} * (1 + \overline{IL}_{USA}) * MIP & \text{si } T_{\max} > r_E^{RP,i} > T_{\min} \\ T_{\max} * (1 + \overline{IL}_{USA}) * MIP & \text{si } T_{\max} \leq r_E^{RP,i} \end{cases}$$

Donde:

T_{\min} = Tasa de rentabilidad regulada mínima, igual al once por ciento (11%).

T_{\max} = Tasa de rentabilidad regulada máxima, igual al doce punto cinco por ciento (12.5%).

\overline{IL}_{USA} = Tasa de inflación a largo plazo de los Estados Unidos de América (USA), calculada considerando el spread entre los bonos del Tesoro de USA indexados por inflación a 20 años (promedio mensual de los últimos cinco años) y los bonos sin indexación (UST-20) (promedio mensual de los últimos cinco años).

MIP = Monto de inversión patrimonial establecido en el literal "e" del numeral 15.1 del Anexo I del Libro III del RMER, actualizado con la inflación acumulada incluida en la base de capital del año anterior, cuyo monto total corresponde al MIP calculado y utilizado el año anterior.

P.3 Frecuencia de cálculo

El valor de rentabilidad obtenido mediante esta metodología es calculado anualmente como parte del IAR, considerando los criterios y fuentes mencionados en esta misma.

-----FIN DEL ANEXO "P"-----

4. Modificar el título del numeral 15 del Anexo I del Libro III, el cual se leerá así:

"15. Régimen de Remuneración de la Línea SIEPAC. Ingreso Autorizado Regional (IAR)"

5. Modificar el literal "a" del numeral 15.1 del Anexo I del Libro III, el cual se leerá así:

"a) Los costos de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada, de acuerdo a lo establecido en el Anexo "O" del Libro III del RMER."

6. Modificar el numeral 15.2 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

"15.2 El valor de rentabilidad regulada indicada en el literal e del numeral 15.1 anterior, será determinado conforme la metodología de cálculo de la rentabilidad regulada que corresponde a la establecida en el Anexo "P" del presente libro."

7. Modificar el numeral 15.6 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

"15.6 Los costos de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada, serán determinados de acuerdo a lo establecido en el Anexo "O" del Libro III del RMER, los cuales deberán considerar la remuneración para el cumplimiento de los objetivos de

calidad del servicio de transmisión establecidos en el Libro III del RMER y las normas regulatorias a nivel nacional, en cada país donde opera.

La CRIE deberá realizar auditorías técnicas sistematizadas y la contabilidad regulatoria, como parte fundamental para el funcionamiento de la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR.”

8. Modificar el numeral 15.10 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“15.10 El Agente Transmisor EPR solamente podrá solicitar, como parte del IAR anual para la Línea SIEPAC, la rentabilidad regulada que resulte de la aplicación de la metodología contenida en el Anexo “P” del Libro III y el numeral 15.2 del presente Anexo.”

Apartado A2 - Modificaciones relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo

1. Adicionar a la sección de Definiciones del Glosario del Libro I del RMER, las siguientes definiciones:

“Autoridad Nacional Competente para determinar Energía Firme

Autoridad Nacional Competente para determinar Energía Firme (ANC): Entidad competente por país designada por cada regulador nacional, que podrá registrar, certificar o autorizar la máxima Energía Firme que puede ser transada en los contratos regionales de acuerdo a su derecho interno.”

“Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de DT (COTDT)

Valor de capacidad operativa de transmisión que el EOR utilizará para realizar el proceso de asignación de Derechos de Transmisión.”

“Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia

Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP): Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte – sur y sur – norte), Importación Total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y Exportación Total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR)”

“Renta de Congestión de Derechos Firmes

Es el producto de la Energía Declarada o Energía Requerida Reducida en el predespacho o redespacho Regional de un Contrato Firme asociado a un Derecho Firme, por la diferencia entre

el *Precio Nodal* de retiro menos el *Precio Nodal* de inyección, resultantes del *predespacho* o *redespacho Regional*.”

“Cuenta General de Compensación del MER (CGC)”

Cuenta asociada al *Cargo Complementario de Transmisión*, administrada por el EOR para consolidar los productos financieros derivados del MER conforme la regulación regional.”

2. Modificar en la sección de Definiciones del Glosario del Libro I del RMER, las siguientes definiciones que se leerán:

“Energía Firme

Energía que puede ser comprometida en un *Contrato Firme* regional.”

“Derechos Firmes

Está asociado a un *Contrato Firme* y asigna a su Titular, durante el *Período de Validez*: a) el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la *RTR* y a retirar potencia en otro nodo de la *RTR* y, b) el derecho a percibir o la obligación de pagar una *Renta de Congestión* según el resultado del producto de la *Energía Declarada* o *Energía Requerida Reducida* en el *predespacho* o *redespacho Regional* del *Contrato Firme* asociado a dicho derecho, por la diferencia entre el *Precio Nodal* de retiro menos el *Precio Nodal* de inyección, resultantes del *predespacho* o *redespacho Regional*.”

“Transacciones de Oportunidad Programadas

Parte de las *transacciones programadas* en el MER resultantes en el *predespacho* o *redespacho* regional provenientes de las ofertas de oportunidad.”

“Transacciones Programadas

Transacciones del MER programadas en el *predespacho* o *redespacho* regional producto de los contratos regionales y de las *ofertas de oportunidad*.”

3. Modificar la definición de Renta de Congestión del Glosario del Libro I del RMER, por la siguiente definición:

“Renta de Congestión de Derechos Financieros Punto a Punto

Es la diferencia entre el producto del *Precio Nodal* de retiro resultante del *Predespacho* o *redespacho Regional* por la Potencia de Retiro del *DFPP* menos el producto del *Precio Nodal* de inyección resultante del *Predespacho* o *redespacho Regional* por la Potencia de Inyección del *DFPP*.”

4. Modificar la definición de Transacciones de Contratos del Glosario del Libro I del RMER, por la siguiente definición:

“Transacciones de Contratos Programadas

Parte de las *transacciones programadas* en el MER resultantes en el *predespacho* o *redespacho* regional provenientes de acuerdos entre agentes del MER.”

5. Adicionar en la sección de Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER, las siguientes nomenclaturas:

- ANC:** Autoridad Nacional Competente para determinar *Energía Firme*
CMORC: Cargo en el *Mercado de Oportunidad Regional* asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual.
COTDT: Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de los Derechos de Transmisión
IVDT: Ingreso por venta de *Derechos de Transmisión*
MCTP: Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia
RC: Renta de Congestión
TPNC: *Transacción Programada No comprometida en Contratos*
CGC: Cuenta General de Compensación del MER

6. Modificar los literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER, los cuales se leerán así:

"d) La *Energía Firme*, que soliciten los *agentes del mercado*, será la máxima energía correspondiente a los contratos que el Regulador Nacional o la *Autoridad Nacional Competente para determinar Energía Firme (ANC)*, registre, autorice o certifique, según corresponda, en el país de retiro al *agente habilitado* en su país y en el país de inyección al *agente habilitado* en su país, pudiendo tener en cuenta la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes.

El regulador nacional, deberá notificar por escrito a la CRIE con copia al EOR, la designación de la *ANC* y sus cambios, publicándolo en su página web."

"e) La cantidad de energía que un agente del mercado puede vender o comprar en un *Contrato Firme* estará limitada por:

- i. La cantidad de *energía firme* registrada, autorizada o certificada por el regulador nacional o la *ANC* del respectivo país, conforme al literal d) anterior; y por
- ii. Los *derechos de transmisión*, entre los nodos de inyección y retiro asociados al contrato, en poder de la parte designada en el contrato."

"f) La cantidad de *energía firme* que se registre, autorice o certifique, conforme al literal d) anterior, puede ser transada en *contratos firmes* regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país."

7. Adicionar un último párrafo al literal c) del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER, el cual se leerá así:

"Las *ofertas de flexibilidad* asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como *ofertas de inyección de oportunidad*, y en la *Conciliación de las Transacciones Programadas* como *transacciones programadas de retiro o inyección de oportunidad*, según corresponda."

8. Modificar el primer párrafo del literal (a) del numeral A3.4.4.1 del anexo 3 del Libro II del RMER, el cual se leerán así:

“La componente física del *Contrato No Firme Físico Flexible* (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.”

9. Modificar el literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER, el cual se leerá así:

“(b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes

En los casos que:

- i. No existan conectividad eléctrica, entre los nodos de retiro e inyección de los CF declarados en el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de las Energías Requeridas ($P_{firme_req(i)}$) y las cantidades de energía de las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos CF, que resulten afectados por esta condición.
- ii. Los flujos de potencia con pérdidas de los CF, considerando los flujos de los predespachos nacionales, resulten ser superiores a: 1) las capacidades de transmisión de las línea ij, en un orden superior a 0.001MW, ó 2) los límites determinados por las máximas capacidades de transferencias de potencia (MCTP), en un orden superior a 0.001MW, se reducirán las cantidades de las Energías Requeridas ($P_{firme_req(i)}$) y las cantidades de energía de las ofertas de flexibilidad asociadas a dichos CF, que resulten afectados por esta condición, de forma proporcional a la capacidad de transmisión requerida por cada uno de los CF, conforme a las siguientes formulaciones:

Para cada CF “k” se puede calcular lo siguiente:

$$T_{ij}^{req-CF} = S_{ij} \cdot P_{energia_req(i)}$$

T_{ij}^{req-PN} : Flujo DC en la línea de transmisión ij por el conjunto de transacciones nacionales

$$T_{ij}^{req-PN} = T_{ij}^{req-PN} + T_{ij}^{req-CF}$$

Para el caso 1): Cálculo de reducción de la energía requerida de los CF por las capacidades de transmisión de las líneas ij individuales:

$$\text{Si } \sum_k T_{ij}^{req-total} \geq CT_{ij} \quad \text{y} \quad T_{ij}^{req-CF} \neq 0, \text{ entonces}$$



$$P_{\text{energía_req}(k)}^{\text{ajustada } ij} = P_{\text{energía_req}(k)} * \frac{CT_{ij} - T_{ij_k}^{\text{req pn}}}{\sum_k T_{ij_k}^{\text{req CF}} \pm per_{ij \text{ req CF}}}$$

El EOR calculará el factor de reducción hasta obtener un valor de pérdidas eléctricas acorde a la capacidad de transmisión disponible.

Para el caso 2): Cálculo de reducción de la energía requerida de los CF por las MCTP:

Dada la restricción "r" del grupo de líneas de transmisión MT_r, si

$$\sum_{ij \in MT_r} \sum_k T_{ij_k}^{\text{req total}} \geq CT_{MT_r} \quad \gamma \quad \sum_{ij \in MT_r} T_{ij_k}^{\text{req CF}} \neq 0$$

$$P_{\text{energía_req}(k)}^{\text{ajustada MT}_r} = P_{\text{energía_req}(k)} * \frac{CT_{MT_r} - \sum_{ij \in MT_r} T_{ij_k}^{\text{req pn}}}{\sum_{ij \in MT_r} \sum_k T_{ij_k}^{\text{req CF}} \pm per_{MT_r \text{ req CF}}}$$

El EOR calculará el factor de reducción hasta obtener un valor de pérdidas eléctricas acorde a la capacidad de transmisión disponible.

Para estos casos, las cantidades de energía declaradas de inyección y de retiro del CF, deberán ser reducidas al valor que resulte la $P_{\text{energía_req}(k)}^{\text{ajustada}}$ de cada CF.

Cálculo de la reducción de los CF

$$P_{\text{energía_req}(k)}^{\text{ajustada}} = \text{Min} \left\{ P_{\text{energía_req}(k)}^{\text{ajustada } ij}, P_{\text{energía_req}(k)}^{\text{ajustada MT}_r} \right\}_{\forall ij, MT_r} - \varepsilon$$

donde:

$P_{\text{energía_req}(k)}$	Energía requerida por la parte compradora del CFk afectada por la restricción de transmisión y que será ajustada hasta respetar la capacidad de transmisión
$P_{\text{pre_na}}$	Energía de las transacciones del predespacho nacional
S_{ij_k}	Sensibilidad del flujo en la línea ij, afectada por la restricción de transmisión, a la energía requerida del CFk y de las transacciones nacionales.
CT_{ij}	Capacidad de Transmisión de la línea ij
$T_{ij_k}^{\text{req CF}}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por el CF k;
$T_{ij_k}^{\text{req pn}}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por las transacciones del predespacho nacional;
$T_{ij_k}^{\text{req total}}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por las transacciones del predespacho nacional y por el CF k;

$\sum T_{ij_k}^{req_CF}$	Capacidad de transmisión total en la línea ij requerida por todos los CF
$\sum T_{ij_k}^{req_total}$	Capacidad de transmisión total en la línea ij requerida por las transacciones nacionales y por todos los CF.
$P_{ajustada\ energia_req(k)}$	Energía requerida ajustada para la parte compradora del CF k debido a la restricción en la línea ij
CT_{MTr}	Capacidad de Transmisión del grupo de líneas "MTr"
$\sum_{ij \in MTr} \sum_k T_{ij_k}^{req_CF}$	Capacidad de transmisión total en el grupo de líneas "MTr" requerida por todos los CF
$\sum_{ij \in MTr} T_{ij}^{req_pn}$	Capacidad de transmisión total en el grupo de líneas "MTr" requerida por las transacciones nacionales
$\sum_{ij \in MTr} \sum_k T_{ij_k}^{req_total}$	Capacidad de transmisión total en el grupo de líneas "MTr" requerida por las transacciones nacionales y por los CF.
ϵ	Valor pequeño para evitar inconvenientes numericos.
$P_{ajustada\ energia_req(k)}$	Energía requerida ajustada para la parte compradora del CFk
$per_{ij_req_CF}$	Pérdidas eléctricas asociadas, y en el mismo sentido, al flujo neto resultante de la Energía Requerida por todos los CF en una línea individual.
$per_{MTr_req_CF}$	Pérdidas eléctricas asociadas, y en el mismo sentido, al flujo neto resultante de la Energía Requerida por todos los CF en un grupo de líneas "MTr". Para el caso de las restricciones de importación o exportación total, se considerarán todas las líneas del área de control relacionada a dicha restricción.

10. Modificar el capítulo 8 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

8 Derechos de Transmisión

8.1 Derechos de Transmisión en la RTR

8.1.1 Un Derecho de Transmisión asigna a su Titular un derecho de uso o financiero sobre la Red de Transmisión Regional por un determinado Período de Validez. En la RTR se definen los siguientes tipos de Derechos Transmisión (DT):

- a) Derechos Firmes (DF); y
- b) Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP).

- 8.1.2 Un DF está asociado a un CF y es un DT que asigna a su Titular, durante el Periodo de Validez: a) el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR, y b) el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado del producto de la Energía Declarada o Energía Requerida Reducida en el predespacho o redespacho Regional del CF asociado a dicho DF, por la diferencia entre el Precio Nodal de retiro menos el Precio Nodal de inyección, resultantes del predespacho o redespacho Regional.
- 8.1.3 Un DFPP es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DFPP menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DFPP son fijas por el Periodo de Validez del DFPP.
- 8.1.4 La relación entre la Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro de los DT será determinada en el proceso de la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS) de la subasta de DT que se considera en el mecanismo de asignación de los DT. La PFS es el proceso mediante el cual se limita la cantidad de DT a ser adjudicados a no más que la máxima cantidad de electricidad equivalente que es físicamente despachable como inyecciones y retiros en la red (independientemente de la localización física de la generación y la demanda).
- 8.1.5 Los titulares de DT pueden ser los Agentes del MER, excepto los Transmisores.
- 8.1.6 La titularidad de los DT será determinada por los resultados de los procesos de asignación de DT que organice el EOR. Vencidos los plazos por los que se otorgan DT, los mismos expirarán.

8.2 Capacidades Operativas para Derechos de Transmisión

- 8.2.1 La Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de los DT (COTDT) será determinada por el EOR de conformidad a lo detallado en el procedimiento establecido al efecto en el Anexo "R" de este libro.
- 8.2.2 La COTDT será el 100% de la Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR. Si la capacidad operativa de transmisión entre áreas de control, es mayor que la capacidad de importación de una de ellas, entonces se utilizará el 100% de esta última capacidad.

8.3 Mecanismo de Asignación de los DT

- 8.3.1 El EOR organizará los procesos de asignación de DT conforme lo establecido en este capítulo, en los cuales considerará el mecanismo de subastas de DT establecido en el anexo D de este libro. En estas subastas se asignarán a los adjudicatarios de los respectivos DT por períodos de validez mensuales y anuales, de acuerdo a los siguientes criterios: (1) los DT mensuales tendrán un Período de Validez de un (1) mes, a partir de primer día del respectivo mes; (2) los DT anuales tendrán un Período de Validez de un (1) año, divididos en sub-Períodos de n-meses determinados por el cambio de la formulación de la PFS. La CRIE podrá autorizar, cuando que se den las condiciones de competencia y liquidez adecuada, que se asignen DT por períodos de validez distintos, y modificar la frecuencia de las subastas.
- 8.3.2 Las subastas se realizarán con una anticipación de un (1) mes al Período de Validez de los DT que se subasten. En cada ocasión se subastarán en primer término los DT con Período de Validez anual, en el mes que corresponda, y a continuación los DT con Período de Validez mensual. En esta última subasta de la oferta de DT se descontarán los DT ya asignados con Período de Validez Anual.
- 8.3.3 La CRIE establecerá los límites a las cantidades a subastar por cada Período de Validez, si considera que no se dan las condiciones de competencia o liquidez adecuadas.
- 8.3.4 El mecanismo de asignación de DT, considerará la subasta de la capacidad de transmisión disponible, con las siguientes características:
- Se permitirá únicamente la compra de DT;
 - Las ofertas de precios para la compra de DT con período de validez anual o mensual deberán ser mayores o iguales a los precios mínimos establecidos en este procedimiento, siempre y cuando se cumpla con i) Los requisitos establecidos en los numerales 8.3.10 y 8.3.11 de este capítulo y, ii) que la suma de las potencias, para compra de DT, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DT existentes, no superen la COTDT correspondiente;
 - En los casos que dos o más ofertas de DT tengan el mismo precio de oferta por unidad de potencia y los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, y la capacidad de transmisión limite la asignación total de la potencia solicitada de una de estas ofertas, la asignación de las potencias de inyección y retiro, será el resultado de distribuir proporcionalmente, las potencias de inyección y retiro totales asignadas por el modelo de optimización, con base en las potencias solicitadas de cada oferta.

8.3.5 Compras de DT

El EOR pondrá a disposición de todos los interesados el listado de los nodos de la RTR donde se pueden presentar únicamente solicitudes de compras de DF y DFPP.

Para la incorporación de cada solicitud de DT aceptada al Programa de Selección de Solicitudes (PSS), el EOR verificará que el precio ofertado sea igual o mayor al respectivo precio mínimo aceptable de ofertas, considerando las excepciones indicadas en el literal b) del numeral 8.3.4, cuyo valor será calculado conforme la metodología de precios mínimos aceptables de ofertas establecida en el numeral 8.6 del presente capítulo.

- 8.3.6 Cada mes de octubre, el EOR deberá publicar las fechas del siguiente año en las que se realizarán las asignaciones de:
- a) DF con validez anual. La asignación se realizará en el mes de diciembre de cada año.
 - b) DF y de DFPP con validez mensual. Las asignaciones se realizarán cada mes.
- 8.3.7 El Agente deberá presentar la Solicitud de Compra de DT (SDT) y su documentación a través de la página web del EOR, a más tardar el segundo día hábil del mes de asignación respectivo, en el formato que el EOR establezca para este fin. Las SDT presentadas posterior a dicho plazo quedarán invalidadas para trámites de asignación de DT.
- 8.3.8 Una vez recibida la SDT, el EOR, por medio de su página web asignará un comprobante de recepción indicando la fecha y hora de recibo de la misma. La fecha y hora corresponderá al tiempo oficial del país sede del EOR.
- 8.3.9 En los primeros tres días hábiles del mes previo al mes en que se realizará la asignación, el EOR publicará en su sitio web:
- a) Convocatoria al proceso de asignación
 - b) Formato para presentar la Solicitud de Compra de DT
 - c) Los nodos de la RTR vigentes al momento de la publicación en los cuales se podrá solicitar asignación de DT
 - d) Los precios nodales proyectados para el cálculo de los precios mínimos aceptables de ofertas de los DT con período de validez anual y mensual.
 - e) La Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de DT.
 - f) El máximo porcentaje de pérdidas.
 - g) La proyección de precios indicativa del planeamiento operativo.
- 8.3.10 Requisitos para la presentación de las SDT

Para SDT de DF:

- a) Los agentes interesados en adquirir un DF deberán completar el formato establecido por el EOR, el cual estará disponible en el sitio web del EOR. La información de dicho formato debe corresponder con el respectivo Registro o autorización o certificación de la máxima Energía Firme.
- b) Registro o autorización o certificación de la máxima Energía Firme por parte de los reguladores nacionales o las *Autoridades Nacionales Competentes para determinar Energía Firme (ANC)*, del país donde se ubica la parte vendedora y del país donde se ubica la parte compradora. El regulador nacional o la autoridad nacional competente únicamente podrá otorgar dicho registro o autorización o certificación, a los agentes autorizados en su país.
- c) El agente que inyecta y el agente que retira deben ser agentes autorizados por el EOR para realizar transacciones en el MER.
- d) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DF con período de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DF y en el caso de los DF con período de validez anual debe corresponder al menos al 10% del total del valor de la oferta de compra de DF. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y para el caso donde un solo comprobante respalde más de una SDT, se deberá adjuntar documentación que detalle del monto de garantía desglosando que respalda a cada SDT

Cuando la potencia de una SDT o la suma de las potencias de las SDT, sustentadas en un solo registro o autorización o certificación de la máxima Energía Firme, superen dicha energía, todas estas SDT deberán ser rechazadas

Para SDT de DFPP:

- e) Los agentes interesados en adquirir un DFPP deberán completar el formato establecido por el EOR, el cual estará disponible en el sitio web del EOR.
- f) El agente solicitante debe ser agente autorizado por el EOR para realizar transacciones en el MER.
- g) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DFPP con período de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DFPP. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y para el caso donde un solo comprobante respalde más de una SDT, se deberá adjuntar documentación que detalle el monto de garantía desglosando que respalda a cada SDT.

8.3.11 Los documentos indicados en el literal b) del numeral anterior, deberán presentarse al EOR en formato digitalizado, los cuales deberán contener al menos la siguiente información:

- a) Nombre del Agente autorizado para compra o venta de energía
- b) Fecha, lugar de emisión y período de validez del Registro o autorización o certificación extendida por el regulador nacional o la ANC.
- c) La máxima Energía Firme en MWh, durante el período de validez del DF, autorizada para comprar o vender por Período de mercado.
- d) Nodos de Inyección y de Retiro de la RTR asociados al Contrato, detallando los nombres, los niveles de tensión en kV y el país al que pertenecen.
- e) Firma y sello del emisor

8.3.12 El EOR dispondrá de dos (2) días hábiles, posteriores al plazo para la presentación de solicitudes de DT, para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 8.3.10 de este capítulo, para el requisito del literal (b) del mismo numeral el EOR deberá verificar la validez, en el formato definido por el EOR, de los registros o autorizaciones o certificaciones con las entidades que los emitieron.

8.3.13 El siguiente día hábil al plazo indicado en el numeral 8.3.12 de este capítulo, el EOR publicará en su sitio web el listado de las solicitudes aceptadas y de las rechazadas. Adicionalmente, para las solicitudes rechazadas notificará al solicitante el motivo del rechazo.

8.4 Proceso de Asignación de los Derechos de Transmisión

8.4.1 El total de los DT previamente asignados más los DT que se asignen, independientemente de la combinación de los nodos de inyección y retiro, no deberán superar la COTDT a la que se refiere el numeral 8.2 de este capítulo.

8.4.2 La red a utilizar para realizar la asignación de los DT será la misma red base, sin considerar indisponibilidades ni mantenimientos, que se utiliza para el Predespacho Regional del día en que se ejecuta el PSS.

8.4.3 Al día hábil siguiente del plazo establecido en el numeral 8.3.12 de este capítulo, el EOR introducirá al PSS las solicitudes de DT aceptadas y publicará los resultados de la asignación.

Para el caso de las asignaciones de DT con período de validez anual, el monto total anual de la oferta económica de compra, será dividido en 12 montos mensuales iguales y cada uno de ellos será considerado de esa forma en el PSS, pudiendo asignarse potencias diferentes para cada mes.

- 8.4.4 Para la asignación de potencia y valorización de los DT, se aplicarán los resultados del programa de selección de solicitudes de DT, conforme la formulación matemática establecida en el anexo D del presente libro.
- 8.4.5 Para las asignaciones de los DT, solamente se considerará el estado base sin contingencias, en la aplicación del PSS conforme lo establecido en el anexo D del presente libro, en virtud que el cálculo de las máximas transferencias de potencia entre áreas de control ya considera los distintos tipos de contingencias.
- 8.4.6 Dentro de un plazo de un (1) día hábil después de publicados los resultados de la asignación, cualquier solicitante podrá impugnar el proceso si se cumple alguna de las siguientes condiciones: (i) el Programa de Selección de Solicitudes se ejecutó con datos distintos a los informados por el EOR en el momento de convocatoria a presentación de solicitudes; y (ii) no se cargaron correctamente los datos de su solicitud.
- 8.4.7 Las impugnaciones serán dirigidas al EOR, quien resolverá en definitiva sobre la validez de la asignación en un plazo de un (1) día hábil. En caso que la asignación sea considerada no válida, el EOR deberá realizar nuevamente la asignación el día hábil siguiente, manteniendo toda la información presentada para la asignación impugnada y corrigiendo los errores detectados.
- 8.4.8 Vencido el plazo para presentar impugnaciones al proceso de asignación ante el EOR y no habiéndose presentado ninguna o habiéndose resuelto las impugnaciones, el EOR deberá realizar la asignación definitiva de los DT con su período de validez y publicar los resultados, en caso los resultados sean distintos
- 8.4.9 El EOR mantendrá en su sitio web un registro histórico de las SDT recibidas, aceptadas y rechazadas, así como de los DT asignados.

8.5 Forma de Pago

- 8.5.1 El agente adjudicatario de DT con período de validez mensual, contará con cinco (5) días hábiles posteriores al envío de la facturación del DT, por medios electrónicos, indicado en el numeral 8.8.1, para realizar el pago respectivo.
- 8.5.2 El agente adjudicatario de DT con período de validez anual, podrá realizar el pago respectivo en cuotas, según los resultados propios del modelo de optimización de las asignaciones de cada mes, como máximo a los cinco (5) días hábiles después del envío de la facturación del DT, por medios electrónicos, indicado en el numeral 8.8.1 u opcionalmente y con previo aviso al EOR, pagar el monto total a más tardar el quinto día hábil después del envío de la facturación del DT, por medios electrónicos, indicado en el numeral 8.8.1, no

siendo en este último caso necesario la presentación de la garantía de debido cumplimiento.

8.5.3 Los adjudicatarios de DT con período de validez anual deberán presentar garantías de debido cumplimiento por los montos adeudados del valor total del DT, en un plazo de seis (6) días hábiles posteriores a la publicación de la Conciliación de los DT establecida en el numeral 8.7 de este capítulo, salvo el adjudicatario del DT decida pagar el total del DT asignado.

8.5.4 Si el agente adjudicatario no realiza el pago del DT asignado conforme se indica en los numerales 8.5.1 y 8.5.2 así como la garantía indicada en el párrafo anterior, el EOR procederá con la ejecución de la garantía de la solicitud de compra de DT y anulará la asignación de los DT que incumplan el pago, notificando a la CRIE de tal situación. La publicación de los DT adjudicados se actualizará indicando la anulación de los derechos asignados y el motivo.

Las garantías de mantenimiento de la oferta, tanto para asignaciones con períodos de validez mensual o anual, serán devueltas después de la liquidación de los DT. En caso de período de validez anual con pagos en cuotas mensuales, la devolución de las garantías de mantenimiento de la oferta será contra la entrega de la garantía de debido cumplimiento según corresponda.

El importe de la ejecución de la garantía de la solicitud de compra de DT formará parte de los ingresos del EOR.

8.5.5 El Agente que incumpla el pago por una asignación de DT y solicite DT en convocatorias posteriores, deberá presentar garantías por el 100% del total del valor de la oferta de compra de DT.

8.5.6 En caso de incumplimiento del pago, por parte de un agente, de una cuota de DF con período de validez anual, el EOR o la entidad financiera que éste designe para la administración de los recursos, procederá a hacer efectiva la garantía de debido cumplimiento constituida por dicho agente y las aplicará al pago de la cuota no pagada y del resto de cuotas faltantes.

8.6 Metodología de Cálculo de Precios Mínimos Aceptables de Ofertas para DT

8.6.1 El cálculo de los Precios Mínimos aceptables de ofertas para la asignación de los DT, será realizado por el EOR, tomando en cuenta una proyección estadística del promedio mensual de los precios nodales de la RTR, con base en los precios ex ante históricos del predespacho regional de los tres años anteriores a realizar

las correspondientes convocatorias de asignación de DT. Esta base de datos estará disponible en el sitio web del EOR. La metodología para la proyección estadística se encuentra definida en el Anexo "Q" "MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES" del presente Libro.

Las series de datos se definirán como el promedio mensual del precio para cada nodo de la RTR, para cada mes de los últimos tres (3) años.

Se aplicará una proyección por series de tiempo, para obtener la proyección para cada nodo de la RTR para el período de validez de los DT a asignar.

En los casos que un nodo de la RTR no tenga información histórica en un mes en particular, se utilizará el precio nodal promedio mensual del nodo que posea precio histórico y que esté vinculado a través del elemento con la menor impedancia.

Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos, de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios ex ante que cumplan con a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado y b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de predespacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos.

- 8.6.2 Los Precios Mínimos aceptables de ofertas para la compra de los DT, serán definidos en dólares de los Estados Unidos de América (US\$) mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Precio_Mínimo_de_la_oferta_de_Precio_del_DT} = \frac{\text{Precio_del_DT}}{[(MWr)(PNr) - (MWi)(PNI)](NPer)}, \text{ para todo } [(MWr)(PNr) - (MWi)(PNI)] > 0$$

$$\text{Precio_Mínimo_de_la_oferta_de_Precio_del_DT} = 0, \\ \text{Si } [(MWr)(PNr) - (MWi)(PNI)] \leq 0$$

Donde:

Precio_Mínimo_de_la_oferta_de_Precio_del_DT = Precio Mínimo aceptable de ofertas en US\$ aplicable a una compra de DT con nodo de inyección "i" y nodo de retiro "r".

MWi = Potencia de Inyección

MWr = Potencia de Retiro

MWi=MWr

PNr= Precio nodal proyectado para el período de validez del DT, correspondiente al nodo de retiro "r" en US\$/MWh, calculados y publicados por el EOR.

PNi= Precio nodal proyectado para el período de validez del DT correspondiente al nodo de inyección "i" en US\$/MWh, calculados y publicados por el EOR.

NPer = Número de horas del período de validez del DT.

El valor del Precio Mínimo aceptable de ofertas será la sumatoria de todos los valores mensuales calculados con la fórmula anterior y comprendido en el período correspondiente.

Para evitar errores numéricos, en los casos que la oferta de un DT sea cero se modelará con un valor inferior a 1×10^{-3} , que será definido por el EOR y se asignará a una constante en el mecanismo de asignación de los DT.

- 8.6.3 Semestralmente el EOR y la CRIE revisarán la metodología de cálculo de los Precios Mínimos aceptables para las ofertas de compra de DT.

8.7 Conciliación de los Derechos de Transmisión

- 8.7.1 El EOR publicará en su sitio web la conciliación de cada asignación de DT, el siguiente día hábil posterior a la adjudicación de los DT, conforme lo establecido en el numeral 8.4.8 de este capítulo. En base a la conciliación se emitirán y liquidarán los documentos de cobro de los agentes que resulten con cargos. La conciliación contendrá los cargos aplicados a los agentes no transmisores, por la asignación de DT y el monto total de Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT)
- 8.7.2 Con base en la información resultante de la conciliación de las asignaciones de DT, el EOR elaborará mensualmente el Documento de Transacciones Económicas Regionales de DT (DTER-DT). El EOR publicará este documento en su sitio web, el segundo día hábil del mes siguiente.
- 8.7.3 Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional, y la *Renta de Congestión* de dichos DF resulte como un abono al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[\frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[\sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right]$$

Donde:

$R_{DF,mes}$ = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

$PDF_{DF,mes}$ = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.

$MW_{DF,mes}$ = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico.

$MWER_{CF,h}$ = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado "h" en el mes.

$NPer_{mes}$ = Número de períodos de mercado del mes.

$MWRR_{CF,h}$ = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado "h" en el mes.

h = Índice de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

H = Total de períodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).

8.8 Documentación de Cobro y Pago de los Derechos de Transmisión

- 8.8.1 Para cada asignación de DT, el EOR emitirá los documentos de cobro de los agentes que resulten deudores, el día hábil siguiente a la publicación de los resultados de la conciliación de la misma y los enviará en formato digital a los Agentes. El envío de los documentos en forma física se realizará el día hábil posterior a la liquidación.

Para las asignaciones de DT con período de validez anual y en los casos en que los Agentes adjudicatarios de Derechos de Transmisión decidan realizar el pago en cuotas, el EOR emitirá a solicitud del adjudicatario de DT, el primer día hábil de cada mes, los documentos de cobro/pago que corresponden para realizar el pago de cada cuota.

8.8.2 El no pago de los documentos de cobro en las fechas establecidas en este procedimiento, generará intereses por mora conforme el numeral 2.7.12 del Libro II del RMER. Los intereses por mora recolectados serán distribuidos proporcionalmente entre los agentes que no recibieron el pago asociado en las fechas establecidas.

8.9 Liquidación de los Derechos de Transmisión

8.9.1 La verificación de fondos y liquidación de los DT, se realizará a más tardar el segundo día hábil siguiente al plazo establecido en los numerales 8.5.1 y 8.5.2 de este capítulo. La liquidación será realizada por el EOR en función de los fondos recolectados.

8.10 Garantías asociadas a los Derechos de Transmisión

8.10.1 La Garantía de Mantenimiento de Solicitudes de compra de DT mensuales y anuales, así como la Garantía de Debido Cumplimiento asociada al pago de DT anuales serán constituidas con las características y tipos establecidos en los numerales 1.9.2.2 y 1.9.2.3 del Libro II del RMER.

8.10.2 La asignación de los intereses financieros producto de los depósitos o garantías en efectivo serán tratados según lo establecido en el numeral 2.9.3.9 del Libro II del RMER.

8.11 Certificados de Titularidad de Derechos de Transmisión

8.11.1 El día hábil posterior a la liquidación, el EOR remitirá a los agentes adjudicatarios los Certificados de Titularidad de DT.

8.12 Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS)

8.12.1 La PFS deberá realizarse sobre la base de lo establecido en el anexo D de este Libro y deberán incluir como mínimo todas las líneas de transmisión de la RTR, considerando como parte de las mismas los transformadores y compensadores en serie.

8.12.2 El EOR podrá proponer modificaciones en la PFS a fin de aumentar la precisión de la misma. Con tales efectos realizará los estudios que demuestren la conveniencia del cambio, así como una evaluación de los resultados del nuevo método propuesto. Con esta información presentará un informe a la CRIE con una justificación de las razones del cambio propuesto y las recomendaciones sobre el nuevo método. También deberá incluir el presupuesto de los costos necesarios para implementar la reforma.

- 8.12.3 La CRIE evaluará la propuesta de modificación presentada por el EOR, y los pondrá a consulta de los Reguladores Nacionales. En un plazo de cuarenta y cinco (45) días deberá dar una respuesta. En caso de aceptar la propuesta del EOR, la CRIE deberá tomar las medidas para que los costos necesarios para implementar la modificación fueren incorporados al presupuesto del EOR.
- 8.12.4 La implementación de la nueva PFS se programará con una anticipación menor a doce (12) meses de cada asignación.

8.13 Control de Poder de Mercado

- 8.13.1 La CRIE vigilará el proceso de ofertas de compra y venta de Derechos de Transmisión, los procesos de asignación de los DT, así como la utilización de los Derechos de Transmisión. En especial vigilará la adquisición de los DT por parte de los Agentes ubicados en zonas o conjuntos de nodos que sean importadoras y exportadoras en forma continua.
- 8.13.2 En caso de detectar indicios de abuso de poder de mercado, la CRIE realizará un procedimiento de investigación considerando lo establecido en el numeral 1.5 del Libro IV del RMER.

11. Modificar el anexo "D" del Libro III del RMER, el cual se denominará "Formulación matemática del programa de selección de solicitudes (PSS) para el proceso de asignación de DT y formulación matemática para los cargos variables de transmisión netos (CVT NETOS) y los ingresos por Ventas de DT (IVDT) y se leerá así:

ANEXO D

FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT)

D1 Asignación de DT

D1.1 Definición de las Variables

- D1.1.1** Las ofertas que los participantes de las subastas de DT presentan serán numeradas en forma consecutiva para cada tipo de DT, con independencia del participante que las formule. Las adjudicaciones se realizarán por cada oferta individual.

D1.1.2 El significado de las variables que definen el algoritmo de la asignación de DT es el siguiente:

H_e : matriz de factores de transferencia de potencia y otras restricciones asociados al estado "e" del sistema de transmisión, que se calcula tal como se describe en el Numeral D2 de este anexo.

[.] i : denota el elemento (fila) i del vector resultante del producto de la matriz H por un vector t .

[.] i e : denota el elemento (fila) i del vector resultante del producto de la matriz H_e por un vector t .

"e": subíndice asociado al estado base del sistema de transmisión: base (0) o contingencias (1...NN)

NC: número total de ofertas de compra de DF

NOC: número total de ofertas de compra de DFPP

NV: número total de ofertas de venta de DF

NOV: número total de ofertas de venta de DFPP

NE: número total de derechos firmes existentes en el momento de la asignación de DT

NOE: número total de DFPP existentes en el momento de la asignación de DT

NN: número total de contingencias previstas en la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS).

Variables de Oferta de Compra de Derechos Firmes

α_k : proporción del DF asignado en la asignación de DT a la oferta numerada k , en relación al máximo ofertado a comprar en MwT_k .
 $0 \leq \alpha_k \leq 1$

per_k : máxima cantidad de pérdidas que se asigna a un oferente asociada a su oferta de compra de DF "k", definido como un incremento en la componente correspondiente al nodo "x" del Vector de Inyecciones VIT_k . Se entiende que si esta cantidad no es suficiente para cubrir las pérdidas originadas en el DF, la oferta puede resultar rechazada en la PFS.

$cper_k$: descuento máximo a la oferta de compra de DF "k" por las pérdidas per_k . Este valor se puede interpretar como la venta máxima de las pérdidas para hacer factible el DF.

ψ_k : variable que representa la proporción de pérdidas que efectivamente se asignan al DF "k" en una asignación de DT. Debe ser menor o igual a uno. $0 \leq \psi_k \leq 1$

VIT_k : vector de $M \times 1$, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DF "k", donde es denominada VIT_{kx} .

Variables de la oferta de compra de Derechos Financieros Punto a Punto

- α_j : proporción del DFPP asignado en la asignación de DT a la oferta numerada j , con relación al máximo a ofertado para comprar TO_j . $0 \leq \alpha_j \leq 1$
- per_j : máxima cantidad de pérdidas que se asigna un oferente asociada a su oferta de compra de DFPP, definido como un incremento en la componente correspondiente al nodo "x" del Vector de Inyecciones $VITOX_j$ especificada por el oferente.
- $cper_j$: descuento máximo a la oferta de compra de DFPP "j" por las pérdidas per_j .
- ψ_j : variable que representa la proporción de pérdidas que efectivamente se asignan al DFPP "j" en una asignación de DT. Debe ser menor o igual a uno. $0 \leq \psi_j \leq 1$
- $VITOX_j$: vector de $M \times 1$, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DFPP "j", donde es denominada $VITOX_x$.

Variables de oferta de venta de DF existente

- δ_q : proporción de un DF existente, asignado en la asignación de DT a una oferta de venta numerada q , con relación al máximo ofertado vender TV_q . $0 \leq \delta_q \leq 1$

Variable de oferta de venta de DFPP existente

- δ_l : proporción del DFPP existente, al que se le asigna para la asignación de DT el número l , con relación al máximo ofertado para vender TOV_l . $0 \leq \delta_l \leq 1$

Oferta de compra de DF

- T_k : vector con la cantidad máxima de DF que un participante propone comprar en su oferta numerada k , representado por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes de este vector debe ser igual a cero, o sea que las inyecciones y retiros deben estar balanceados. $T_k = VII_k - VRT_k$
- VIT_k : Vector de Inyecciones asociado al vector T_k
- VRT_k : Vector de Retiros asociado al vector T_k

Oferta de compra de DFPP

- TO_j : la cantidad máxima de DFPP que ofrece comprar un participante en la oferta numerada j , representados por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes de este vector debe ser igual a cero, o sea que las inyecciones y retiros deben estar balanceados. $TO_j = VITOX_j - VRTOX_j$, $VITOX_j$: Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j

- VRTO_j: Vector de Retiros asociado al vector TO_j
- VITO_{jx}: Componente fila "x" del Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j
- VRTO_{jx}: Componente fila "x" del Vector de Retiros asociado al vector TO_j

Oferta de Venta de DF

TV_q: vector con la cantidad máxima de DF que un participante propone vender en su oferta numerada q, representado por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes del Vector de Retiros será igual a la suma de las componentes del Vector de Inyecciones. $TV_q = VITV_q - VRIV_q$

VITVX_q: vector de Mx1, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DF existente "q", donde es denominado VITVX_{qx}.

Oferta de venta de DFPP

TOV_l: la cantidad máxima de DFPP que un participante propone vender en la oferta numerada l, representados por la diferencia entre el Vector de Inyecciones y el Vector de Retiros. La suma de las componentes del Vector de Retiros será igual a la suma de las componentes del Vector de Inyecciones. El participante debe acreditar la propiedad del DFPP. $TOV_l = VITOV_l - VRTOV_l$

VITOVX_l: vector de Mx1, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DFPP existente "l", donde es denominado VITOVX_{lx}.

Vectores de Inyecciones y Retiros de la oferta de DF existente

VITE_o: vector de inyecciones asociado a un DF "o" asignado antes de la asignación de DT

VRTE_o: vector de retiros asociado a un DF "o" asignado antes de la asignación de DT

$$TE_o = VITE_o - VRTE_o$$

Vector de pérdidas aceptadas de una oferta de DF existente

VITEX_o: pérdidas aceptadas para el vector VITE_o, que se inyectan en el nodo "x".

Vectores de Inyecciones y Retiros de la oferta de DFPP existente

VITOE_v: vector de inyecciones asociado a un DFPP "v" asignado antes de la asignación de DT

VRTOE_v: vector de retiros asociado a un DFPP "v" asignado antes de la asignación de DT

$$TOE_v = VITOE_v - VRTOE_v$$

Vector de pérdidas aceptadas de una oferta de DFPP existente

VITOE_x: pérdidas aceptadas para el vector VITOE_x, que se inyectan en el nodo "x"

- TE: vector donde se suman todos los DF que ya están asignados antes de la asignación de DT. $TE = \sum_{v=1}^{NTE} TE_v$
- TOE: vector donde se suman todos los DFPP que están asignados antes de la asignación de DT. $TOE = \sum_{v=1}^{NTOE} TOE_v$
- T_{ki}: elemento correspondiente a la fila "i" del vector T_k. (Compra DF)
- TO_{ji}: elemento correspondiente a la fila "i" del vector TO_j. (Compra DFPP)
- TV_{ki}: elemento correspondiente a la fila "i" del vector TV_k. (Venta DF)
- TOV_{ji}: elemento correspondiente a la fila "i" del vector TOV_j. (Venta DFPP)
- TE_i: elemento correspondiente a la fila "i" del vector TE. (DF existentes)
- TOE_i: elemento correspondiente a la fila "i" del vector TOE. (DFPP existentes)

Ofertas de DT

- C_k: oferta del interesado en adquirir el DF descrito por T_k, expresada en US\$.
- C_j: oferta del interesado en adquirir el DFPP descrito por T_j, expresada en US\$.
- C_q: oferta del interesado en vender el DF descrito por TV_q, expresada en US\$.
- C_i: oferta del interesado en vender el DFPP descrito por TOV_i, expresada en US\$.

- I_{xe}: inyección neta, que puede ser positiva o negativa en el nodo x, en el estado e, resulta definida como:
- I_{xe} = Compra DF + Compra DFPP - Venta DF - Venta DFPP + DF existentes + DFPP existentes
- $$I_{xe} = \sum_k \alpha_k T_{kx} + \sum_j \alpha_j TO_{jx} - \sum_q \delta_q TV_{qx} - \sum_l \delta_l TOV_{lx} + TE_x + TOE_x$$
- I_e: vector de componentes I_{xe}

D2 Definición de la Matriz H

- D2.1 Para la formulación de la matriz H, se deberá definir un nodo de referencia u oscilante ("slack", por su nombre en inglés), en el cual se compensan las

diferencias entre inyecciones y retiros. El EOR fijará el nodo referencia, debiendo el mismo permanecer fijo salvo que existan razones fundadas para su cambio.

Sea:

- Z_{xy} : impedancia de la línea de transmisión que vincula los nodos "x" e "y" de la red. (la dirección "x" \rightarrow "y" es arbitraria)
- F_{xye} : flujo (virtual) entre los nodos "x" e "y" de la red en el estado "e".
- bu_e, bl_e : vector de capacidades máximas de las líneas o vínculos en los sentidos "x" \rightarrow "y" y "y" \rightarrow "x" en cada estado "e", de componentes bu_{xye}, bl_{xye} .

Matriz [ZZ]: matriz de $L \times M$, cuyos componentes se definen de la siguiente forma:

Sea "l" la fila de ZZ asociada a la línea L_x (x \rightarrow y), y "x" e "y" las columnas correspondientes a los respectivos nodos.

$$[zz_{ly}] = 1 / z_{xy} \quad (y: \text{nodo llegada})$$

$$[zz_{lx}] = -1 / z_{xy} \quad (x: \text{nodo salida})$$

$$[zz_{lv}] = 0 \quad (v \neq x, y)$$

Matriz [A]: matriz de $M \times L$, cuyos componentes se definen de la siguiente forma:

Sea "l" la columna de A asociada a la línea L_{mn} (m \rightarrow n)

$$[a_{ml}] = 1 \text{ si la línea "l" tiene como nodo salida a "m"}$$

$$[a_{nl}] = -1 \text{ si la línea "l" tiene como nodo llegada a "n"}$$

$$[a_{ol}] = 0 \text{ en caso contrario (la línea "l" no tiene un extremo en el nodo "o")}$$

- Θ : vector de ángulos de fase (se supone $\Theta_0 = 0$ en la barra slack)
- F_e : vector de flujos en las líneas asociados a un estado "e", de componentes F_{xye} o F_{wye} , siendo "w" el número asignado a la línea x \rightarrow y.
- F_0 : vector F_e correspondiente al estado base (e=0).
- I_e : vector de inyecciones/retiros netos en los nodos de la red, de componentes I_{xe} , que es la suma de todos los DT
- ZZ_e : matriz ZZ correspondiente a un estado "e"
- A_e : matriz A correspondiente a un estado "e"

Contingencias

- D2.2** En los estados con contingencias se considera la indisponibilidad de una línea L_{xy} haciendo infinita su impedancia, o en forma equivalente haciendo cero los correspondientes elementos zz_{lx} y zz_{ly} .

D2.3 Para la formulación del modelo de la asignación de DT, se considerará que se cumplen las siguientes relaciones:

Flujos en las líneas de transmisión para el estado e:

$$F_e = ZZ_e \Theta \quad (\text{Dimensión } L \times 1)$$

Matriz H_e

$$H_e = ZZ_e (A_e ZZ_e)^{-1} \quad (\text{Dimensión } L \times M-1)$$

Restricciones en líneas de transmisión para el estado e

$$-bl_e \leq F_e \leq bu_e \quad e = 0, \dots, NN \quad (\text{Cada vector de dimensión } L \times 1)$$

$$F_e = F_e^+ - F_e^-$$

$$F_e^+ \geq 0$$

$$F_e^- \geq 0$$

Esta ecuación se puede escribir como:

$$FM_e = [HM_e] F_e \leq b_e \quad e = 0, \dots, NN \quad (\text{Dimensión } 3L \times 1)$$

$$FM_e = FM_e^+ - FM_e^-$$

$$FM_e^+ \geq 0$$

$$FM_e^- \geq 0$$

Donde:

FM_e corresponden a la matriz de F_e compuestas por las sub matrices de restricción mínima, restricción máxima y restricciones adicionales.

HM_e corresponden a la matriz de H_e compuestas por las sub matrices de restricción mínima, restricción máxima y restricciones adicionales.

$$HM_e = \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \\ D \end{bmatrix} \quad y \quad b_e = \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix}$$

La sub-matriz D incluye restricciones adicionales, como protección de áreas, flujos máximos entre regiones, etc., y bd_e es el respectivo término independiente.

En forma expandida la ecuación se puede escribir como:

$$FM_e = FM_e^+ - FM_e^- = \begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \\ D \end{bmatrix}_{3L \times M-1} \begin{bmatrix} I_e \end{bmatrix}_{M-1 \times 1} \leq \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix}_{3L \times 1}$$

La matriz H tiene la siguiente estructura:

$$H = \begin{bmatrix} HM_0 \\ \dots \\ HM_1 \\ \dots \\ HM_e \\ \dots \\ HM_{NN} \end{bmatrix}$$

Donde HM_0 corresponde al estado base (N), y HM_e corresponde a las contingencias que se definan, en general corresponden a estados N-1. El número total de contingencias es igual a NN.

A fines de su uso en las asignaciones de DT, a la matriz H se le agrega una columna de ceros, correspondiente al nodo de referencia, supuesto numerado cero.

D3 Definición de la Matriz bf

D3.1 Para las asignaciones de Derechos Firmes al vector de capacidad de transmisión

$$b_c = \begin{bmatrix} bu_c \\ bl_c \\ bd_c \end{bmatrix}$$

hay que restarle los flujos de los Derechos Firmes existentes:

$$\begin{bmatrix} bfu_c \\ bfl_c \\ bfd_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} bu_c \\ bl_c \\ bd_c \end{bmatrix} - \left[\max(0, \begin{bmatrix} H_c \\ -H_c \\ D \end{bmatrix} [TE]_i) \right]_{i=1,2,3}$$

$$bf_c = b_c - \left[\max(0, [HM_e TE]_i) \right]_{i=1,2,3}$$

Por lo tanto:

$$HM_e I_e \leq b_c - \left[\max(0, [HM_e TE]_i) \right]_{i=1,2,3}$$

$$HM_e I_e \leq bf_c$$

Donde TE es el vector donde se suman todos los DF que ya están asignados antes de la asignación de DT.

El vector bf tiene como componentes a los vectores que definen la capacidad de cada vínculo en cada contingencia prevista (b_{ei}), a la que se le restan la capacidad utilizada por DF existentes. Algunos de los DF existentes pueden estar parcialmente o totalmente en venta en la asignación de DT. Se utilizará la nomenclatura bf_{ei} para definir la fila "i" de la componente de bf correspondiente al estado "e", y bfu_{ei} , bfl_{ei} y bfd_{ei} para las componentes correspondientes a la fila "i" asociadas a los vectores bu_e , bl_e y bd_e .

D4 Formulación de la Asignación de DT con Pérdidas

D4.1 Modelización de las Pérdidas

D4.1.1 Las pérdidas en una línea "i" (con flujos desde el nodo "x" hasta el nodo "y"), cuando circula por la misma una potencia F_i , se estimarán como:

$$PL_i = r * F_i^2 \quad (0)$$

Donde:

r: resistencia de la línea

La modelación de las pérdidas requiere de introducir un término no lineal que impide el uso de programación lineal para obtener la solución a la asignación de DT.

Para mantener la estructura lineal del problema, se reemplaza (0) por una función lineal por tramos de la siguiente forma:

Sea

$$F_i = \sum_{s=1}^{NS} F_{is}$$

$$F_{is} \leq FS \quad (1)$$

Las pérdidas se representan como:

$$PL_i \approx \sum_{s=1}^{NS} r * (s - 0.5) * FS * F_{is} \approx \sum_{s=1}^{NS} cp_{is} * F_{is}$$

donde

$$cp_{is} = r * (s - 0.5) * FS \quad (2)$$



La ecuación (2) en conjunto con la restricción (1) representa la linealización por tramos de la función (0). Eligiendo FS suficientemente reducido, en la expresión (2) se puede reducir el error de aproximación tanto como se desee.

Las pérdidas totales podrán ser calculadas por el EOR ya sea con la fórmula (0) u (2) según considere apropiado. En consecuencia las pérdidas totales se podrán expresar como:

$$perdidas_n = \sum_{l \in \Gamma_n} PL_{l_n}$$

donde PL_{l_n} se calcula con la fórmula (0) ó (2) según decida el EOR.

Se considerará que las pérdidas en una línea, a los efectos del balance de potencia en un nodo, se distribuyen por partes iguales en ambos los extremos. En consecuencia:

$$perdidas_{n_x} = \sum_{l \in \Gamma_x} \frac{PL_{l_n}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo "x", $perdidas_{n_x}$ forman el vector PLT_e .

Siendo Γ_x el conjunto de líneas con un extremo en el nodo "x".

D4.1.2 A cada oferente de compra de DT se le asignará el máximo porcentaje de pérdidas (per_k o per_j), predeterminado por el EOR, al que está dispuesto a hacerse cargo. El descuento de su oferta (precio de venta de las pérdidas) por cada unidad porcentual de pérdidas que resulta aceptada, será igual al precio de la oferta de compra de DT.

D4.1.3 Cuando se asigna una oferta con pérdidas, se entiende que la componente del Vector de Inyecciones correspondiente al nodo en que se compensan las pérdidas queda incrementado respecto del Vector de Retiros en un porcentaje igual al porcentaje de pérdidas asignado que resulta de la metodología de la asignación de DT que se describe en el Numeral D4.2.1.

D4.2 Asignación de DT considerando Pérdidas

D4.2.1 Con la formulación de las pérdidas que presentó en el numeral D4.1, el mecanismo de asignación de DT se plantea de la siguiente forma:

Maximizar (Compra DFPP + Compra DF - Venta DFPP - Venta DF)

$$\max \left\{ \sum_j (C_j \alpha_j - \psi_j cper_j) + \sum_k (C_k \alpha_k - \psi_k cper_k) - \sum_l (C_l \delta_l) - \sum_q (C_q \delta_q) \right\} \quad (3)$$

(Maximizar el monto total recolectado)

Sujeto a:

Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes

$$\sum_k \max(0, [HM_c \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_c \delta_q TV_q]_i) \leq bf_e$$

$$\sum_k \max\left(0, \begin{bmatrix} H_c \\ -H_c \end{bmatrix} \alpha_k T_k \right)_i - \sum_q \max\left(0, \begin{bmatrix} H_c \\ -H_c \end{bmatrix} \delta_q TV_q \right)_i \leq \begin{bmatrix} bfu_c \\ bfl_c \end{bmatrix} \forall e$$

$$\sum_k \max(0, [H_c \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_c \delta_q TV_q]_i) \leq bfu_e$$

$$\sum_k \max(0, [-H_c \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_c \delta_q TV_q]_i) \leq bfl_e$$

$$\sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [H_c \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [H_c \delta_q TV_q]_j) \leq bfMTu_e$$

$$\sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [-H_c \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [-H_c \delta_q TV_q]_j) \leq bfMTl_e$$

Donde:

MT es el conjunto de elementos de transmisión interconectores "j", a través de los cuales se modelan las restricciones relativas a máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control (exportación, importación y porteo) así como la importación total y exportación total por área de control, que considera la sumatoria de flujos de potencia sin pérdidas.

$bfMTu_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite superior "u".

$bfMTl_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite inferior "l".

(4)

(Factibilidad de Derechos Firmes, que no considera pérdidas)

Ecuación de balance

$$F_0 = F_0^- - F_0^- = H_0 \left(\sum_k \alpha_k T_k + \sum_j \alpha_j TO_j \right) - \sum_q \delta_q TV_q - \sum_l \delta_l TOV_l + TE + TOE + \sum_k \psi_k VITX_k + \sum_j \psi_j VITOX_j + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEY_y - PLT_0$$

Flujos de (Compra DF + Compra DFPP – Venta DF – Venta DFPP + DF existentes + DFPP existentes + Pérdidas Compra DF + Pérdidas Compra DFPP - Pérdidas venta DF – Pérdidas venta DFPP + Pérdidas DF existente + Pérdidas DFPP existente – Pérdidas de líneas de transmisión)

$$F_c = F_c^+ - F_c^- = H_c \left(\sum_k \alpha_k T_k + \sum_j \alpha_j TO_j \right) - \sum_q \delta_q TV_q - \sum_l \delta_l TOV_l + TE + TOE + \sum_k \psi_k VITX_k - \sum_j \psi_j VITOX_j + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEY_y - PLT_0$$

(5)

Flujos en cada línea en función de los DT existentes y asignados en la asignación de DT, y las pérdidas, supuestas concentradas por mitades en los extremos de cada línea.

Ecuación de Compensación de Pérdidas

Adicionalmente, las pérdidas deben ser iguales a las inyecciones para compensarlas, en el estado base.

Pérdidas Compra DF + Pérdidas Compra DFPP – Pérdidas Venta DF - Pérdidas Venta DFPP + Pérdidas DF existente + Pérdidas DFPP existente

$$\sum_l PL_{l0} = [1]^T \begin{bmatrix} \sum_k \psi_k VITX_k + \sum_j \psi_j VITOX_j + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \\ \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEY_y \end{bmatrix}$$

(6)

(Balance de energía en el estado base incluyendo pérdidas)

Límites de aceptación de pérdidas

$$0 \leq \psi_j \leq \alpha_j$$

$$0 \leq \psi_k \leq \alpha_k \quad (7)$$

(Las pérdidas aceptadas no pueden superar las máximas ofertadas, que dependen de la cantidad de DT comprados)

Ecuación de suficiencia financiera

$$FM_e \leq b_e \quad e=0, \dots, NN \quad (8)$$

{Suficiencia financiera}

Limites de variables de estado

$$0 \leq \alpha_k \leq 1 \quad (9)$$

(La capacidad adjudicada de cada compra de DF no debe superar a la máxima ofertada)

$$0 \leq \alpha_i \leq 1 \quad (10)$$

(La capacidad adjudicada de cada compra de DFPP no debe superar a la máxima ofertada)

$$0 \leq \delta_q \leq 1 \quad (11)$$

(La capacidad vendida de cada DF existente no debe superar a la máxima ofertada)

$$0 \leq \delta_i \leq 1 \quad (12)$$

(La capacidad vendida de cada DFPP existente no debe superar a la máxima ofertada)

D4.2.2 El conjunto de ecuaciones (3)-(12) más (1)-(2) definen la PFS como un problema de programación lineal. El conjunto de ecuaciones (3)-(12) más (0) definen la PFS como un problema de programación no lineal.

D4.3 Derechos de Transmisión asignados

Los Derechos de Transmisión se asignarán balanceados, la potencia de inyección será igual a la potencia de retiro, de la siguiente forma:

a) Derechos Firmes por compra:

$$\alpha_k T_k = \alpha_k (VIT_k - VRT_k)$$

b) Derechos Financieros Punto a Punto por compra:

$$\alpha_j TO_j = \alpha_j (VTTO_j - VRTO_j)$$

c) Derecho Firme remanente de la venta

$$(1 - \delta_q)IV_q = (1 - \delta_q)(VITV_q - VRTV_q) \text{ si } \delta_q < 1$$

d) Derechos Financieros Punto a Punto remanente de la venta:

$$(1 - \delta_q)TOV_q = (1 - \delta_q)(VITOV_q - VRTOV_q) \text{ si } \delta_q < 1$$

En los procesos de asignación de los Derechos de Transmisión serán consideradas las pérdidas asociadas a los Derechos de Transmisión balanceados.

D5 Cambios en la RTR

D5.1 Las matrices H deberán ser únicas durante cada mes para las asignaciones de DT mensuales.

D5.2 En las asignaciones de DT con períodos de validez anuales, la configuración de la RTR podrá cambiar cada mes. En ese caso el EOR definirá una matriz H o un conjunto de parámetros de las ecuaciones (4)-(5) para cada intervalo de tiempo en el cual la RTR se pueda considerar fija. La PFS deberá incluir todos los estados que resultan de las diferentes configuraciones de la RTR, es decir, podrá haber un conjunto de ecuaciones (3) a (12) según sea el caso, que se deberán satisfacer en forma simultánea.

D6 Verificación Complementaria

D6.1 Una vez obtenidos los resultados de una asignación de DT, el EOR deberá realizar una verificación complementaria de su factibilidad a fin de considerar:

- Las pérdidas de transmisión en la factibilidad de los DF;
- Las ecuaciones exactas del flujo de cargas, a fin de verificar que los errores asociados a la linealización no lleven a adjudicar DT no factibles.

Con estos efectos formulará simulaciones de flujos de carga con el mismo programa que utiliza para los estudios de este tipo, tal como se describe en el Capítulo 16 del Libro III del presente reglamento.

D6.2 Los flujos de carga deberán verificar que, con los DT asignados:

- No se violan las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP), los flujos máximos en cada vínculo o restricción de la red.
- Las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos.

D6.3 De requerirse modificaciones mayores, deberá reducir los valores de los términos independientes de la PFS a repetir el proceso hasta lograr una asignación factible de DT.

D7 Precios de los DT

D7.1 Cálculo del Precio de cada DT

D7.1.1 Sobre la base de los resultados de la asignación de DT, se definirá el precio de los DT de acuerdo al sistema de precios nodales implícito, que se calculará de acuerdo a las fórmulas que se presentan en esta sección.

D7.1.2 El monto a pagar por parte de los compradores de DT que resulta de la asignación de DT se calcula según el procedimiento indicado en este artículo:

Sean:

$$[\beta_e^-]_{L \times 1}, [\beta_e^+]_{L \times 1}$$

valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (4) (Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes)

$$[\sigma_e]_{L \times 1}$$

valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (8) (Ecuación de Suficiencia Financiera)

$$\lambda$$

valor escalar de la variable dual asociada a la ecuación (6) (Ecuación de Compensación de Pérdidas)

$$\ell$$

subíndice que se extiende a todas las líneas o vínculos "l" (un valor de "l" por cada restricción).

Las variables duales definen dos sistemas de precios nodales implícitos, uno para las restricciones de tipo (4), asociadas a la factibilidad de los DF, y otro para las restricciones de tipo (6) y (8), asociadas simultáneamente a la suficiencia financiera de los DF y DFPP con la ecuación de compensación de pérdidas dados por:

Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF

$$[PN_{el}]_{M \times 1} = [H_{e/l}]_{M \times L}^T \times [\beta_{e/l}]_{L \times 1} \quad \forall \text{nodo } i, \text{ línea } \ell, \text{ estado } e \wedge \beta_{e/l} > 0$$

$$PN = [PN_i]_{M \times 1} = \sum_{\ell} ([H_{e/l}]_{M \times L}^T \times [\beta_{e/l}]_{L \times 1})$$

(13)

Donde:

PN es un vector columna cuyas componentes son PN_i



Notar que $[\beta_e]_{L,1}$ es igual a $[\beta_e^* - \beta_e^-]_{L,1}$

Precios Nodales implícitos de la suficiencia financiera de los DF y de los DFPP

$$\begin{aligned}
 [PON_{ei}]_{M+1} &= [H_{e,i}]_{M+1}^T \times [\sigma_{e,i}]_{L,1} + [\lambda]_{M+1} \\
 PON &= [PON_i]_{M+1} = \sum_e ([H_{e,i}]_{M+1}^T \times [\sigma_{e,i}]_{L,1}) + [\lambda]_{M+1}
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

Donde:

PON es un vector columna cuyas componentes son PON_i . Su primera componente corresponde al nodo de referencia.

Pagos a los compradores y vendedores de DT

Los precios nodales implícitos $[PN_i]$ y $[PON_i]$ definen los pagos que deberán los compradores de DT, o que percibirán los vendedores, según las expresiones:

$$PDF_k = -\max\left(0, [PN]_{1,M}^T \times [\alpha_k T_k + \psi_k VITX_k^-]_{M+1}\right) - [PON]_{1,M}^T \times [\alpha_k T_k + \psi_k VITX_k^-]_{M+1}
 \tag{15}$$

Si el resultado del PDF_k resulta ser negativo, el valor del PDF_k se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT.

$$PDFPP_j = \dots \left([PON]_{1,M}^T \times [\alpha_j TO_j + \psi_j VITOX_j^-]_{M+1} \right)
 \tag{16}$$

Si el resultado del $PDFPP_j$ resulta ser negativo, el valor del $PDFPP_j$ se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT.

$$CDF_q = -\delta_r \max\left(0, [PN]_{1,M}^T \times [TV_q + VITVX_q^-]_{M+1}\right) - \delta_q \left([PON]_{1,M}^T \times [TV_q + VITVX_q^-]_{M+1} \right)
 \tag{17}$$

$$CDFPP_j = -\delta_i \times [PON]_{1,M}^T \times [TOV_j + VITOVX_j^-]_{M+1}
 \tag{18}$$

Donde:

- PDF_k : pago que deberá realizar el comprador del DF "k"
- $PDFPP_j$: pago que deberá realizar el comprador del DFPP "j"



CDF_q : pago que percibirá el vendedor del DF "q"
 $CDFPP_i$: pago que percibirá el vendedor del DFPP "i"

D8 Cálculo de los montos recaudados en las Asignaciones de DT

D8.1 Planteo

D8.1.1 De cada asignación de DT, el EOR recolectará una cantidad de dinero calculada según la metodología descrita en D7.1.2.

D8.1.2 En D4.2 se plantean las ecuaciones que permiten asignar un conjunto de DT factibles a los participantes de las asignaciones de DT, las cuales se aplican en la distribución de los montos recaudados, según se establece en los siguientes títulos.

D8.2 Cálculo del Pago a los Titulares de DT

D8.2.1 Los titulares de DT que los ofrezcan en las asignaciones de DT serán remunerados con lo recaudado por sus ofertas aceptadas.

D8.2.2 Para cada subasta, los $IVDT_Asig$ se calcularán mensualmente para el mes "M" de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$IVDT_Asig_M = \sum_k PDF_{k,M} + \sum_j PDFPP_{j,M} - \sum_q CDF_{q,M} - \sum_i CDFPP_{i,M}$$

D9 Descuento del CVT de cada instalación de la red por los montos que se destinan al pago de la renta de congestión de los DF Y DFPP, y distribución del IVDT para cada instalación de la red

Los ingresos por CVT Netos se asignarán y trasladarán a la *Cuenta General de Compensación del MER* (CGC).

D9.1 Objeto del cálculo del CVT Neto después de descontar los pagos a los Titulares de DT

D9.1.1 El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para determinar que parte del CVT de una instalación "L" de la red debe ser asignada a la CGC, después que se hayan vendido en las asignaciones de DF y DFPP que serán remunerados usando los CVT totales recolectados. La cantidad a asignar será la diferencia entre el valor total del CVT y la cantidad del mismo que se destine al pago de DF y DFPP.

D9.2 Criterios a aplicarse en el cálculo del CVT Neto

D9.2.1 En cada asignación de DT, el EOR asignará DF y DFPP entre nodos de la red. El CVT se calculará para cada instalación de la red en base a las inyecciones, retiros y precios nodales resultantes del predespacho.

D9.2.2 No existe una correspondencia directa entre los CVT y los pagos por DF y DFPP. Se describe a continuación la metodología que usará el EOR para esta asignación.

D9.2.3 La metodología que se plantea a continuación parte de la formulación del mecanismo de asignación de DT establecido en el Numeral D4 de este Anexo:

a) CVT total asociado al predespacho: CVT_L^{MER}

El flujo MER del Predespacho F_L^{MER} y las Pérdidas PL_L^{MER} se obtienen restando el flujo total del predespacho F_L^{Total} y las Pérdidas PL_L^{Total} menos el flujo del Predespacho Nacional F_L^{Nac} y las Pérdidas PL_L^{Nac} respectivamente:

$$F_L^{MER} = F_L^{Total} - F_L^{Nac}$$
$$PL_L^{MER} = PL_L^{Total} - PL_L^{Nac}$$

El CVT_L^{MER} correspondiente a la línea "L", que va del nodo "i" al nodo "j" es:

$$CVT_L^{MER} = F_L^{MER} * (PND_j - PND_i) \cdot \frac{PL_L^{MER}}{2} (PND_i + PND_j)$$

- b) Reasignación del CVT total asociado al predespacho CVT_L^{MER} , asignados a los tramos de una misma línea de interconexión

Los resultados del CVT_L^{MER} asignados a los tramos de una misma línea de interconexión, deberán ser distribuidos a toda la línea de interconexión de acuerdo a los kilómetros de línea, que le pertenece a cada área de control, bajo la siguiente metodología)

$$CVT_L^{MER}_{1R} = \frac{(CVT_L^{MER}_1 + CVT_L^{MER}_2) * Km1}{Km1 + Km2}$$

$$CVT_L^{MER}_{2R} = \frac{(CVT_L^{MER}_1 + CVT_L^{MER}_2) * Km2}{Km1 + Km2}$$

Dónde:

$CVT_L^{MER}_1$: CVT total asociado al predespacho, del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 1, de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

$CVT_L^{MER}_2$: CVT total asociado al predespacho, del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 2, de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

$CVT_L^{MER}_{1R}$: CVT total asociado al predespacho, reasignado del tramo de la interconexión perteneciente al Área de control 1. Este sustituirá al CVT_L^{MER} de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

$CVT_L^{MER}_{2R}$: CVT total asociado al predespacho, reasignado del tramo de la interconexión perteneciente al Área de control 2. Este sustituirá al CVT_L^{MER} de acuerdo a la asignación descrita en el numeral D9.2.3 literal "a" de este Anexo.

$Km1$: Kilómetros del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 1. $Km2$: Kilómetros del tramo de la interconexión perteneciente al área de control 2.

- c) CVT asociado a los Derechos de Transmisión: CVT_i^{DT}

En el predespacho, en cada hora es conocida la configuración "e" de la red. En consecuencia la asignación de los CVT se realizará con una matriz He correspondiente a la configuración real de la red esa hora.

Cada DT "k" origina en el modelo linealizado de la red flujos en cada línea que se calculan como:

$$F_L^{DTk} = H_e T A_k \quad (20)$$

Donde $T A_k$ es el Derecho de Transmisión Asignado "k", en asignaciones de DT previas, cuyo Período de Validez contemple la hora del Predespacho que se esté analizando.

El Derecho de Transmisión $T A_k$ es un vector de dimensión $n \times 1$ (donde n es el número de nodos de la red de esa hora de predespacho) y con componentes nulas excepto en el nodo de inyección cuyo valor es la potencia de inyección del DT y en el nodo de retiro cuyo valor es la potencia de retiro del DT (con signo negativo).

En una línea "L", se calculará el flujo asociado a todos los DT como:

$$F_L^{DT} = \sum_k H_e T A_k$$

El flujo F_L^{DT} debe ser calculado con el algoritmo del Flujo DC con pérdidas en el caso de que exista algún derecho de transmisión desbalanceado.

El CVT_L^{DT} asociado a los DT correspondiente a la línea "L", que va del nodo "i" al nodo "j" es:

Si todos los derechos de transmisión son balanceados entonces las fórmulas se pueden simplificar:

Si $|F_L^{DT}| \geq 0.1 \wedge \sum |CVT_L^{MER}| > 0$, entonces:

$$CVT_L^{DT} = \left(\sum_{k=1}^{nL} (MW^{DTk} * (PND_j - PND_i)) \right) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|}$$

Si $|F_L^{DT}| < 0.1 \vee \sum |CVT_L^{MER}| = 0$, entonces:

$$CVT_L^{DT} = 0$$

Donde:

MW^{DTk} : Potencia asociada al DT_k, para los casos donde el DT_k es:

a) Un DF, el valor será igual al equivalente de la Energía Declarada o Energía Requerida Reducida en el predespacho o redespacho Regional del CF asociado a dicho DF, conforme lo establecido en el numeral 8.1.2 del Libro III del presente reglamento.

b) Un DFPP, el valor será igual a la potencia asignada al DT.

PND_i : precio nodal en el extremo "i" de la línea "L" proveniente del predespacho

PND_j : precio nodal en el extremo "j" de la línea "L" proveniente del predespacho

Como los Derechos de Transmisión DT_k son balanceados no hay pérdidas asociadas al CVT correspondiente.

Para efectos de calcular el Cargo Variable de Transmisión asociado a los Derechos de Transmisión (CVT_L^{DT}), se deberá considerar únicamente las instalaciones de transmisión que resulten con flujos asociados a los DT en un orden de magnitud consistente con el nivel de transacciones en el MER; en consecuencia, en la aplicación de la formulación para el cálculo del CVT_L^{DT} anterior, deberá considerarse únicamente los valores absolutos de los flujos de cada línea "L" asociados a los derechos de transmisión que sean iguales o mayores que cero punto uno (0.1) MW

d) CVT Neto después de descontar los pagos a los titulares de DT: CVT_L^{Neto}

La cantidad de CVT netos que corresponde a cada línea "L", CVT_L^{Neto} , descontados los pagos a los titulares de DT será:

$$CVT_L^{Neto} = CVT_L^{MER} - CVT_L^{DT}$$

f) Balance de los CVT Netos

Ecuación de balance financiero

$$\sum_i CVT_i^{MER} = \sum_i CVT_i^{Neto} + \sum_{k=1}^m (MW_j^{DT_k} * PND_j - MW_i^{DT_k} * PND_i)$$

$$\sum_i CVT_i^{Neto} - \sum_i CVT_i^{MER} + \sum_{k=1}^m (MW_j^{DT_k} * PND_j - MW_i^{DT_k} * PND_i) = 0$$

Si no es cero entonces sea

$$\sum_i CVT_i^{Neto} - \left(\sum_i CVT_i^{MER} - \sum_{k=1}^m (MW_j^{DT_k} * PND_j - MW_i^{DT_k} * PND_i) \right) = \delta$$

$$CVT_i^{Neto} = CVT_i^{Neto} - \delta * \frac{CVT_i^{Neto}}{\sum_i CVT_i^{Neto}}$$

D9.3 Objeto de la distribución del IVDT

El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para distribuir el IVDT entre las instalaciones de la red.

Los ingresos por IVDT_Asig se asignarán y trasladarán a la *Cuenta General de Compensación del MER (CGC)*.

D9.4 Criterios a Aplicarse en la distribución del IVDT

D9.4.1 El IVDT horario calculado a partir del IVDT mensual (IVDTM), producto de la asignación de derechos de transmisión, se distribuirá de forma proporcional a los CVTMER para las líneas de transmisión que participan en el flujo de los Derechos de Transmisión, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Ecuación de asignación horaria

Se define $IVDT_Asig_H = \frac{IVDT_Asig_M}{Horas_mes}$ considerando las horas del mes en las cuales

$$\sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

$$IVDT_Asig_{L,H} = (IVDT_Asig_H) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|}; SI |F_L^{DT}| \geq 0.1 \wedge \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

$$IVDT_Asig_{L,H} = 0; SI |F_L^{DT}| < 0.1 \vee \sum |CVT_L^{MER}| = 0$$

Ecuación de asignación mensual

$$IVDT_Asig_{L,M} = \sum_{H=1}^{nH} IVDT_Asig_{L,H}$$

Ecuación de balance

$$IVDT_Asig_M - \sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} = \delta$$

Ecuación de ajuste numérico

Si $IVDT_Asig_M - \sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} \neq 0$ entonces,

$$IVDT_Asig_{L,M} = IVDT_Asig_{L,M} - \delta * \frac{IVDT_Asig_{L,M}}{\sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M}}$$

Si $IVDT_Asig_M - \sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} = 0$ entonces,

$$IVDT_Asig_{L,M} = \sum_{n=1}^{nL} \left(IVDT_Asig_n \cdot \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|} \right) \text{ si } \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

Para efectos de calcular el Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT_Asig_{L,M}), se deberá considerar únicamente las instalaciones de transmisión que resulten con flujos asociados a los DT en un orden de magnitud consistente con el nivel de transacciones en el MER; en consecuencia, en la aplicación de la formulación para el cálculo del IVDT_Asig_{L,M} anterior, deberá considerarse únicamente los valores absolutos de los flujos de cada línea "L" asociados a los derechos de transmisión que sean iguales o mayores que cero punto uno (0.1) MW.

D9.4.2 Los IVDT mensuales (IVDTM) productos de las asignaciones de derechos de transmisión con período de validez anual, serán iguales a los pagos de las cuotas mensuales del DT que hagan los Agentes Titulares, según los resultados propios del modelo de optimización de las asignaciones para cada mes. Para el caso que los Agentes Titulares paguen los DT en un solo pago, el EOR deberá retener el total pagado y asignar a la CGC el pago mensual (IVDTM) según los resultados propios del modelo de optimización, además de los rendimientos financieros que generen los fondos respectivos en las cuentas del EOR, según lo establecido en la regulación regional para estos efectos.

-----FIN DEL ANEXO "D"-----

12. Adicionar al Libro III del RMER el Anexo "R" denominado "Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de transmisión para la asignación de Derechos Transmisión (DT) y la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) – usando validación eléctrica con MCTP", el cual leerá así:

ANEXO R

Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de transmisión para la asignación de Derechos Transmisión (COTDT) y la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) – usando validación eléctrica con MCTP

Objetivo:

Calcular los valores de capacidades operativas de transmisión entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional, que el EOR utilizará para realizar el proceso de asignación de Derechos de Transmisión.

Glosario y Definiciones:

COTMAX = Capacidad Operativa de Transmisión para el escenario de demanda Máxima.

COTMED = Capacidad Operativa de Transmisión para el escenario de demanda Media.

COTMIN = Capacidad Operativa de Transmisión para el escenario de demanda Mínima.

COTDT = Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de Derechos de Transmisión.

MCTP = Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia. Incluye la capacidad de importación, exportación y porteo individual para cada área de control considerando direccionalidad (norte-sur y sur-norte), así como la capacidad total de importación y exportación de cada área de control.

Áreas de control adyacentes = Son aquellas áreas de control del SER que están interconectadas eléctricamente, por medio de una o más líneas de transmisión que enlazan directamente uno o más nodos pertenecientes a dichas áreas de control.

DT: Derechos de Transmisión

Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de DT (COTDT): Valor de capacidad operativa de transmisión que el EOR utilizará para realizar el proceso de asignación de Derechos de Transmisión.

Importación Total = Es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR.

Exportación Total= Es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR).

Criterios para la determinación de las Capacidades Operativas de Transmisión entre dos áreas de control adyacentes del Sistema Eléctrico Regional (SER):

1. Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control.

2. Derechos de Transmisión Mensuales (DTM): Para la asignación de Derechos de Transmisión Mensuales, el estudio de seguridad operativa vigente que se utilizará para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderá a la actualización mensual que el EOR, debió haber realizado en el mes anterior a la subasta de DF Mensual.

3. La Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de los Derechos de Transmisión (COTDT), entre dos áreas de control adyacentes del Sistema Eléctrico Regional (SER), será el menor valor de capacidad operativa de transmisión entre los escenarios de demanda máxima, media y mínima. Este valor de COTDT se calculará considerando la direccionalidad del flujo de potencia, Norte – Sur y Sur – Norte y lo establecido en el numeral 4 siguiente.

4. El valor de la capacidad operativa de transmisión para asignación de DT anuales y mensuales, para cada escenario de demanda (COTMAX, COTMED y COTMIN) se calculará con base en los valores vigentes de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), según corresponda.

Procedimiento detallado:

Se utilizará el siguiente método de cálculo para las Capacidades Operativas de transmisión entre áreas de control, que se emplearán para la asignación de DT:

1. Se toma como referencia la Figura 1, la cual muestra transferencias en dirección Norte – Sur para el escenario de demanda máxima:

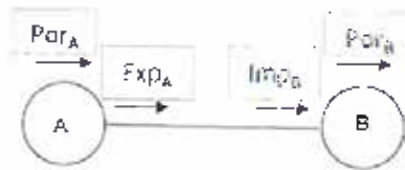


Figura 1.- MCTP entre 2 áreas de control en demanda máxima.

Donde:

Exp_A = Capacidad de Exportación del área de control "A"

Imp_B = Capacidad de Importación del área de control "B"

Por_A = Capacidad de Porteo del área de control "A"

Por_B = Capacidad de Porteo del área de control "B"

Nota: Para aquellas áreas de control que no posean una capacidad de Porteo asociada, únicamente se tomará en cuenta su capacidad de Exportación o Importación según corresponda.

- i. Para el área de control "A", se comparan los valores de capacidad de exportación (Exp_A) y capacidad de porteo (Por_A) correspondientes a la dirección de transferencia (N-S) y se toma el mayor de los dos valores.
- ii. Para el área de control "B", se comparan los valores de capacidad de importación (Imp_B) y capacidad de porteo (Por_B) correspondientes a la dirección de transferencia (N-S) y se toma el mayor de los dos valores.

- iii. Se define la Capacidad Operativa de Transmisión para el escenario de demanda Máxima en dirección Norte – Sur ($COT_{MAX_{NS}}$) entre las áreas de control adyacentes “A” y “B”, como el menor de los dos valores resultantes en los pasos I y II anteriores, de conformidad con la siguiente expresión:

$$COT_{MAX_{NS}} = \text{Min} [\text{Max} (\text{ExpA} , \text{PorA}) , \text{Max} (\text{ImpB} , \text{PorB})]$$

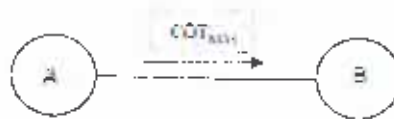


Figura 2.- Capacidad operativa de transmisión resultante para demanda máxima en dirección Norte - Sur.

2. Para la determinación de la Capacidad Operativa de Transmisión para los escenarios de demanda Máxima, Media y Mínima (COT_{MAX} , COT_{MED} y COT_{MIN}), en dirección Norte-Sur y Sur-Norte, entre las áreas de control adyacentes “A” y “B”, se seguirán los mismos pasos i, ii y iii del numeral 1 anterior, para cada escenario de demanda.

3. A continuación, se comparan los valores de las Capacidades Operativas de Transmisión para los 3 escenarios de demanda (COT_{MAX} , COT_{MED} y COT_{MIN}), y se define la Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de Derechos de Transmisión (COT_{DT}) entre las áreas de control adyacentes “A” y “B”, como el menor valor resultante de entre los tres escenarios de demanda, de conformidad con la siguiente expresión:

$$COT_{DT} = \text{Min} [COT_{MAX} , COT_{MED} , COT_{MIN}]$$

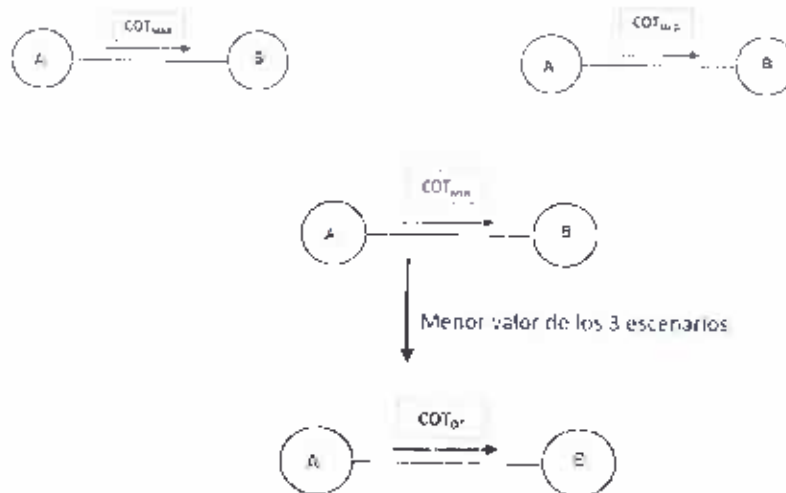


Figura 3.- Capacidad operativa de transmisión resultante para asignación de DT en dirección Norte – Sur

4. Para la determinación de la Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de DT (COTDT) entre las áreas de control adyacentes "A" y "B", en dirección Sur - Norte, se seguirán los mismos pasos de los numerales 1, 2 y 3 anteriores.

5. El procedimiento descrito en los numerales 1 al 4 anteriores, se debe realizar para cada par de áreas de control adyacentes del SER.

6. En caso que, como resultado de la actualización periódica de las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP), se observe una reducción en las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT, que tenga como consecuencia la posible disminución de uno o varios valores de los DT previamente asignados, se procederá a aplicar una vez esté vigente, la reconfiguración de dichos DT. Entre tanto no se cuente con la reconfiguración de DT, y para efectos exclusivos de factibilidad en la ejecución del modelo de subastas, la COTDT se ajustará al máximo valor de DF asignado.

7. El EOR publicará en la información previa a la convocatoria de la asignación respectiva de DT, tanto los valores resultantes de los pasos 1 al 5 anteriores, como los valores individuales de MCTP (Porteo, Importación y Exportación) más restrictivos entre los 3 escenarios de demanda para cada dirección Norte-Sur y Sur-Norte, resultantes del estudio de seguridad operativa vigente y de sus actualizaciones correspondientes, al momento de la publicación de las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT.

8. Se ejecutará el Programa de Selección de Solicitudes (PSS) para asignación de DT, con los siguientes insumos:

- La red del predespacho vigente a la fecha de ejecución,
- Las ofertas de DT aceptadas,
- Los Derechos Firmes existentes y,
- Las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT, publicadas correspondientes al período bajo análisis.

9. Una vez se haya realizado la ejecución del PSS, se realizará la correspondiente validación eléctrica de los resultados de la asignación de DT, para asegurar que no se superen:

- a) Los flujos máximos de las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT publicadas;
- b) Las capacidades de exportación, importación y porteo utilizadas para el cálculo de las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT;
- c) Las capacidades de Exportación Total e Importación Total por área de control, informadas por el EOR en la fecha de publicación de la información previa para la asignación de DT correspondientes;

Lo anterior, de manera que se verifique la firmeza con que las potencias inyectadas puedan ser retiradas en los correspondientes nodos asociados a los DT.

10. Si durante la validación eléctrica de los resultados del PSS, ocurre que se supera uno o varios de los valores listados en el numeral 9 anterior, se realizará una nueva ejecución del PSS, en donde se procederá a realizar los ajustes respectivos hasta que se pueda verificar el cumplimiento de los puntos contenidos en el numeral 9 anterior, así como verificar la firmeza con que las potencias inyectadas puedan ser retiradas en el nodo correspondiente.

-----FIN DEL ANEXO "R"-----

13. Adicionar al Libro III del RMER el Anexo "Q" denominado "MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES", el cual leerá así:

ANEXO Q

MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES

El presente anexo se desarrolla en el marco de la Metodología de Cálculo de Precios Mínimos Aceptables de Ofertas para DT establecida en el numeral 8.6 del Libro III del presente reglamento.

El método de Medias Móviles (MM) para series de tiempo, consiste en tomar un conjunto de valores observados, encontrar el promedio de esos valores, incluir factores que representan a los elementos que componen la serie tales como tendencia, estacionalidad, y luego poder obtener un pronóstico para el período siguiente. El número de observaciones pasadas con las cuales se obtendrá el pronóstico debe especificarse al principio. El término de Medias Móviles es usado porque a medida que nuevas observaciones son disponibles un nuevo promedio puede ser calculado al eliminar las primeras observaciones e incluir las más recientes. El nuevo promedio se utiliza entonces como el pronóstico para el próximo período. Así, el número de datos usados de la serie de tiempo para el promedio es siempre constante e incluye las observaciones más recientes.

Las variables a utilizar se describen a continuación:

$P_{i,j}$: Precio Promedio Mensual correspondiente al j -ésimo mes durante el período i . Por ejemplo si se tiene un período de un año dividido en 12 meses, la j -ésima observación corresponderá al Precio Promedio Mensual de uno de esos meses.

SP_k : Suma de los Precios Promedio Mensual del período k . Esto equivale a la suma de las Precios Promedio Mensual que comprenden el período k .

R_j : Coeficiente estacional de la j -ésima observación.

$P'_{i,j}$: Pronóstico del Precio Promedio Mensual j -ésimo para el próximo período.

$\sum_{i=1}^k P_{i,j}$. Suma de los Precios Promedio Mensuales de las últimas j -ésimas observaciones para los períodos desde $i = 1$ hasta k .

T: Tendencia.

Coefficiente estacional R_j

Este factor representa el porcentaje promedio de contribución de la j -ésima observación al Precio Promedio Mensual del período i , durante k periodos, se tienen k periodos anuales divididos en 12 meses, para el mes primero R_1 sería:

$$R_1 = \frac{\text{Suma de los Precios Promedio Mensuales de Enero}}{\text{Suma de los Precios Promedio Mensuales del año}}$$

$$R_1 = \frac{P_{11} + P_{21} + P_{31} + \dots + P_{k1}}{SP_1 + SP_2 + SP_3 + \dots + SP_k}$$

En general:

$$R_j = \frac{\sum_{i=1}^k P_{i,j}}{\sum_{i=1}^k SP_i} \quad (1)$$

Donde j varía de 1 hasta n (número de observaciones contenidas en el período) y se cumple:

$$\sum R_j = 1$$

Tendencia

La tendencia representa el comportamiento de los datos para largos periodos de tiempo, es decir, muestra los movimientos a largo plazo de las series, movimientos que pueden reflejar crecimiento, declinación persistente o sucesivas etapas de crecimiento y declinación en el desarrollo evolutivo de las series. El concepto de tendencia implica la idea de regularidad o de continuidad. Pueden haber cambios en la tendencia, cambios debido a la inclusión de un nuevo elemento o a la eliminación de un elemento antiguo; pero esencialmente la tendencia de una serie de observaciones ordenada en el tiempo se concibe como un proceso suave y continuo que sustenta las irregularidades de observación a observación o de periodo a periodo que caracterizan a la mayoría de las variables históricas.

El aumento de la observación primera del segundo período con respecto a la observación primera del primer período será:

$$\frac{P_{2,1} - P_{1,1}}{P_{1,1}}$$

El aumento de la observación primera del período tercero con respecto a la observación primera del segundo período será:

$$\frac{P_{3,1} - P_{2,1}}{P_{2,1}}$$

y así sucesivamente.

El factor de tendencia se toma como el promedio de todos estos aumentos relativos, es decir:

$$T'_1 = \frac{\frac{(P_{2,1}-P_{1,1})}{P_{1,1}} + \frac{(P_{3,1}-P_{2,1})}{P_{2,1}} + \dots + \frac{(P_{k,1}-P_{k-1,1})}{P_{k-1,1}}}{k-1}$$

En forma sumatoria se tiene:

$$T_j = \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^{k-1} \frac{(P_{i+1,j}-P_{i,j})}{P_{i,j}} \quad (2)$$

Donde $j = 1, 2, 3, \dots, n$

Fórmula del pronóstico

Teniendo el valor de la Tendencia (T), Suma de los Precios Promedio Mensual del período k (SP_k) y el coeficiente estacional para la observación j-ésima (R_j), se puede obtener la estimación j-ésima para el período k+1 mediante la siguiente ecuación:

$$P_{k+1,j}^* = SP_k * R_j * (1 + T_j) \quad (3)$$

-----FIN DEL ANEXO "Q"-----

ANEXO 2 de la resolución CRIE-50-2020

ANÁLISIS DE OBSERVACIONES PRESENTADAS DENTRO DEL PROCEDIMIENTO DE CONSULTA PÚBLICA 06-2019

“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL”

A continuación, se muestran las observaciones y comentarios presentados en tiempo y forma, así como la respuesta a los mismos, los cuales han derivado en mejoras a la propuesta normativa de detalle incorporadas en el Anexo 1 “MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL” de la resolución CRIE-50-2020. Considerando el siguiente esquema:

1. OBSERVACIONES SOBRE EL IAR
 - 1.1. AOM
 - 1.2. RENTABILIDAD REGULADA AGENTE EPR
 - 1.3. OTROS
2. OBSERVACIONES SOBRE ENERGÍA FIRME, CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS FIRMES
 - 2.1. ENERGÍA FIRME
 - 2.2. RENTAS DE CONGESTIÓN DE LOS DF Y ENERGÍA REQUERIDA DE LOS CF
 - 2.3. PRECIOS MÍNIMOS ACEPTABLES DE OFERTA DE COMPRA DE DT
 - 2.4. CAPACIDAD OPERATIVA DE TRANSMISIÓN PARA DT (COTDT)
 - 2.5. MODELO DE ASIGNACIÓN DE DT
 - 2.6. MODELO DE PREDESPACHO REGIONAL
 - 2.7. OTROS
3. OBSERVACIONES SOBRE CARGOS REGIONAL DE TRANSMISIÓN
 - 3.1. CARGOS COMPLEMENTARIOS
 - 3.2. CARGOS POR PEAJE
 - 3.3. CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN (CVT)
 - 3.4. CUENTA GENERAL DE COMPENSACIÓN (CGC)
 - 3.5. COMPENSACIÓN MENSUAL DEL MER (CMM)
 - 3.6. COSTOS ASOCIADOS A RESTRICCIONES NACIONALES (CARN)
 - 3.7. CARGOS ASOCIADOS A RESTRICCIONES NACIONALES DE PORTEO (CARNP)
 - 3.8. OTROS
4. OBSERVACIONES GENERALES
5. OBSERVACIONES SOBRE LAS DISPOSICIONES TRANSITORIAS

1. OBSERVACIONES SOBRE EL IAR

1.1 AOM

A continuación, se presenta el análisis a las observaciones recibidas en referencia a las propuestas de modificación e incorporación al RMER, relacionados a la “Metodología de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”.

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Índice ii, literal e, numeral 4, Anexo O, Libro III del RMER (página 12/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).	ETESAL: “ <i>Son funciones ya asignadas al EOR como ente encargado de la planificación regional, por lo que lo anterior se identifica como una función duplicada.</i> ”	Se considera procedente la propuesta realizada por el participante, por lo que se eliminarán los dos ítems relacionados al análisis y planificación de la red se encarga de los estudios de demanda y planificación de la red y estudios eléctricos para la planificación de la red, los cuales forman parte de las actividades al EOR en el Anexo “G” del Libro III del RMER.
Numeral 9, Anexo, Libro III del RMER.	COMERCIALIZADORA ORAZUL – GUATEMEL – ASCEE – ELECTRONOVA – GGUEEG – RENACE – SAN DIEGO: “ <i>1) La metodología para la determinación del AOM replica los costos de la Empresa Propietaria de la Red -EPR, por lo tanto, el resultado del AOM será un costo de operación y mantenimiento muy similar al que en la realidad tiene la EPR. Esta situación no incentiva la eficiencia.</i> ”	Al respecto, se le aclara al participante lo siguiente: 1. La Metodología de AOM no replica los costos de la EPR, sino que permite dimensionar y calcular los costos de AOM de una empresa de transmisión regional diseñada óptimamente y que opera en forma eficiente para prestar el servicio de transmisión regional cumpliendo con todas las

2) Actualmente la regulación contempla un período de 2 años para la vigencia del estudio que determina el AOM de la EPR. Con la propuesta de modificación de CRIE, se pretende aumentar dicho período de vigencia a 5 años pudiendo ser actualizado si los costos de AOM se incrementan o decrecen en un 5%. Con esta propuesta no se incentiva que el transportista mejore su eficiencia ya que se le actualizará el valor cada vez que sus costos de AOM superen en un 5% el monto autorizado en el estudio correspondiente. El transportista no se verá incentivado a revisar sus costos de AOM para optimizarlos.

3) Que, quien realice el estudio debe de ser un consultor independiente sin intereses y con experiencia bajo criterios de empresa eficiente. Que sea una licitación abierta. Que sea un tercero y no la misma EPR o ahora la CRIE.

4) En relación con la incorporación de activos a la Línea SIEMAC la misma no indica la metodología o el proceso de cómo se añadirán dichos activos."

funciones y responsabilidades que le competen a la EPR.

2. La propuesta normativa no pretende desincentivar que el transportista mejore su eficiencia, sino más bien, que cuando existan variaciones significativas se realice un estudio que permita determinar que los costos están apegados o no a realidad de una empresa eficiente.

Adicionalmente, se señala que la Metodología de AOM permite dimensionar y calcular los costos de AOM de una empresa de transmisión regional diseñada óptimamente y que opera en forma eficiente para prestar el servicio de transmisión regional cumpliendo con todas las funciones y responsabilidades que le competen a la EPR, dichos criterios de eficiencia están establecidos en el numeral 3 de la metodología propuesta.

Por otro lado, respecto a que la propuesta no incentiva la eficiencia, se aclara que EPR está regida bajo criterios de eficiencia basados en empresas dedicadas al rubro de transmisión, ya que la CRIE aprueba recursos para una empresa eficientemente operada, y en caso la EPR no cumpla con estos requisitos no se aprueban recursos adicionales, por lo tanto, no hay ninguna afectación a la demanda de la región.

3. De acuerdo con el inciso i. del artículo 23 de Tratado Marco, es facultad de la CRIE aprobar tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente, por lo tanto, es la CRIE la responsable de realizar el estudio, la que podrá contratar si así lo decide un consultor independiente o firma consultora.

4. La norma si contempla la inclusión de nuevos activos específicamente en la sección "Costos de los recursos requeridos" la cual se realiza mediante un ajuste al estudio vigente, considerando "Las cantidades, tipos y caracterización de instalaciones y su contexto operacional (contaminación,

		vegetación, etc.) de la empresa real para cada nivel de tensión (km. de línea, cantidad de bobinas de línea por tipo, reactores, transformadores de medición, interruptores, seccionadores, etc.).
Acexo O, Libro III del RMER.	<p>EPR: "Es conveniente que exista una numeración en el texto que permita citar los párrafos, ya que solo están numerados bloques grandes de contenido. Esto además de facilitar la revisión lo hace consistente con el formato del RMER."</p> <p>SIGET: "Únicamente por cuestiones de forma, en el caso de los anexos que se están incorporando al RMER o los que se están suscitando, se recomienda que su formato o numeración se ajuste de manera que sea consistente con el formato de los anexos vigentes del RMER, ya que se observa que algunas propuestas de metodologías tienen formato de informe, lo cual no necesariamente es adecuado para ser incorporado directamente en el RMER. La sugerencia anterior es útil, por ejemplo, a efectos de poder referenciar adecuadamente alguna sección."</p>	Se está de acuerdo con lo observado, al efecto se realizarán las adecuaciones para que la numeración de la propuesta sea consistente con el formato del RMER.
Numeral 3, Anexo O, Libro II del RMER (página 4-14 del Anexo de la resolución CRE-85-2019).	EPR: "Se deben incluir las definiciones de los tipos de mantenimiento de manera que haya claridad y diferenciación pues esta metodología no contempla las actividades de Contingencia que se atienden mediante el Anexo V del RMER."	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se considera adecuado establecer las definiciones de los tipos de mantenimientos, en virtud de lo cual se considera atendible el comentario presentado y se hará el ajuste correspondiente, los cuales se harán de la siguiente manera: "0.3.1.1.1. Proceso: Operación y mantenimiento de terreno. Los principales procesos de terreno son los de O.M que se realizan sobre los activos y se clasifican en los siguientes subprocesos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Mantenimiento de emergencia: efectuado luego de ocurrida una falla y destinado a reparar el equipo en condiciones de normal funcionamiento. Se ejecuta luego de una falla, no es programable. 2. Mantenimiento preventivo: Es todo aquel que se realiza sobre un ítem que se encuentra en condiciones normales de operación, con el objetivo de reducir la probabilidad de falla o deficiencia de funcionamiento, pudiéndose prevenir y programar. 3. Mantenimiento predictivo: Es todo aquel que permite detectar el inicio de fallas potenciales a través del monitoreo del desempeño de los equipos. 4. Mantenimiento correctivo: es todo aquel mantenimiento que tiene por objetivo corregir anomalías detectadas en las inspecciones que surgen del mantenimiento preventivo o predictivo.

		<p>5. <i>Mantenimiento detectivo:</i> todas aquellas tareas que se ejecutan en busca de fallas, también denominadas "check-list", "test operativos" o pruebas funcionales.</p> <p>6. <i>Operaciones:</i> tareas inherentes a las maniobras operacionales. Dentro de este proceso se considera el mantenimiento operativo (control de variables en terreno e inspecciones visuales), y ejecución de tareas especializadas de operación en redes de acuerdo a especificaciones técnicas, estándares y procedimientos."</p>
<p>Numeral 4, Anexo O, Libro III del MER (página 5-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "La actividad de EPR se rige por las normas regulatorias regionales por lo que no aplicaría la expresión "normas regulatorias que fija la autoridad competente a nivel nacional, en cada país donde opera".</p>	<p>La metodología vigente de cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR, establece que la EPR debe cumplir tanto con las normas nacionales del país donde opera; así como con la Regulación Regional. En ese sentido, los estudios de actualización realizados por la CRIE a la fecha contemplan dicho aspecto, es decir que se le ha reconocido a la EPR los montos económicos que permiten el cumplimiento de dichos objetivos, por lo que no puede pretender la EPR obviar la normativa nacional de los países en donde opera, ya que si no cumple podría estar afecto a penalizaciones que afectarían los ingresos regalados que percibe dicha empresa.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera atendible lo sugerido por el participante.</p>
<p>Numeral 4, Anexo O, Libro III del RMER (página 6-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Se debe detallar el alcance del plan de protección patrimonial"</p>	<p>No se considera procedente realizar la modificación señalada en el comentario, ya que el alcance del plan de acción patrimonial está delimitado principalmente en los numerales 4 y 6 de la propuesta regulatoria.</p>
<p>Literal b), numeral 4, Anexo O, Libro III del RMER (página 10/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "El área de Regulación también depende de la Gerencia General por lo que debe estar mencionada en el párrafo, aunque se explique esta área más adelante del documento. Adicionalmente en este párrafo es conveniente mantener los nombres de las demás áreas."</p>	<p>Se atiende el comentario y se ajustará la propuesta normativa en este sentido. Ajuste que se leerá de la siguiente manera: "O.3.1.3.2. Gerencia general (...) De la Gerencia General dependen las áreas de</p>

		Legales, Auditoría y Control de Gestión, Asistencia técnica y Planificación, Administración y Finanzas, Operación y Mantenimiento, Área de Regulación y Gerencias de Secretarías de cada país."
Lítera f), numeral 4, Anexo O, Libro III del RMER (página 13-144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).	EPR: "Dado que se trata de una función corporativa, pero por cuestiones operativas la misma se encuentra radicada en Guatemala que es la sede de la CRIE. No corresponde a la realidad."	Se atiende el comentario y se ajustará la propuesta normativa en este sentido. Ajuste que se leerá de la siguiente manera: "O.3.1 3.6 Área de regulación: Gestión de regulación: coordinación de temas regulatorios corporativos con la CRIE. CDMER apoyo a los coordinadores en la gestión con los reguladores locales y temas regionales con el EOR y con los organismos de despacho locales. ..."
Lítera i), numeral 4, Anexo O del Libro III del RMER (página 13-144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).	EPR: "Comprende las siguientes funciones a nivel centralizador: emisión de políticas y lineamientos a secretarías en materia de gestión contable, fiscal, tributaria, y recursos humanos. Emisión de los estados contables consolidados. No corresponde a esa área las políticas de recursos humanos."	Se atiende el comentario y se ajustará la propuesta normativa, efectivamente se observa que las políticas de recursos humanos no corresponden a área de contabilidad e impuesto.
Numeral 7, Anexo O, Libro III del RMER (página 45-144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).	EPR: "Es necesario ampliar el concepto a la disciplina conocida como Gestión de Activos, la cual incluye dentro de sí, el manejo del ciclo de vida de los activos, la contabilidad, riesgo, planificación de costos, evaluación de desempeño de los activos, y reemplazo de los mismos. Actualmente el modelo aprobado por CRIE no incluye los costos para que EPR pueda contratar consultorías en esta área, esta disciplina es actualmente la tendencia mundial en empresas eléctricas de alto desempeño que buscan el manejo óptimo en cuanto a disponibilidad, costo y eficiencia de sus activos físicos."	Se considera atendible la observación presentada, en sección O.3.4. "Bienes Muebles e Inmuebles", razón por la cual se harán los ajustes correspondientes, los cuales se leerán de la siguiente manera: Gestión de activos: "Realiza el registro y control del activo fijo, su corrección monetaria, ciclo de vida, depreciación, ubicación física, contabilidad, riesgo, planificación de costos, evaluación, desempeño, reemplazo y demás movimientos que afectan, manteniendo un control adecuado sobre estos bienes que representan partes importantes del activo de la empresa." Por otro lado, se indica que dentro del rubro de asesorías se encuentran las de soporte tecnología informática (O.3.3.2.), las cuales tienen como propósito dar apoyo en el área del software referido, por lo que sí está cubierta la capacitación indicada por el participante.

<p>Literal i), numeral 4, Anexo O del Libro III del RMER (página 21:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "En el caso de Honduras, el nombre del regulador no es correcto. Se propone corregirlo o bien eliminar el nombre de cada regulador nacional."</p> <p>EOR: "Confirmar si el ente regulador de Honduras es en efecto el CNE o la CREE"</p>	<p>Se atiende lo planteado en el comentario, y se realizarán los ajustes correspondientes en la propuesta normativa, razón por la cual se harán los ajustes correspondientes, los cuales se leerán de la siguiente manera: <i>O.3.1.3.12. Unidades descentralizadas (Sucursales) (...) Coordinar la relación con los organismos de regulación de cada país (CNEE en Guatemala, SIGET en El Salvador, CREE en Honduras, INE en Nicaragua, ARESEP en Costa Rica y ASEP en Panamá).</i></p>
<p>Numeral 4, Anexo O del Libro III del RMER (página 26:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Las responsabilidades y actividades específicas del área para una empresa eficiente se describen a continuación:</p> <p><i>Es importante señalar que la gestión del mantenimiento moderno, independientemente de la tecnología o filosofía aplicada, comprende varias etapas entre las que se destacan:</i></p> <p><i>Texto desvinculado del resto. Este texto es parte del anexo 3 de la metodología actual y se percibe que se omitió el título al momento de trasladarlo al texto de la metodología, de allí que se propone poner el título actual."</i></p>	<p>Se considera atendible lo planteado en el comentario, para lo cual se incorporará el título del anexo 3 de la normativa vigente y se trasladará a la propuesta normativa de manera que no quede desvinculado el texto señalado por el participante.</p>
<p>Numeral 5, Anexo O, Libro III del RMER (página 34:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Si bien es comprensible que se proponga eliminar la referencia a un estudio puntual realizado por PWC, es necesario que el alcance del estudio a realizar por la CRIE este indicado. Esto cobra particular importancia porque los niveles profesionales de las sucursales no se corresponden a la realidad ya que la metodología asume que muchas actividades son tercerizadas lo cual se ha demostrado que no es correcto como ejemplo, pero sin limitar, la regencia ambiental. Por otro lado, no se incluy en puestos de la casa matriz que son necesarios para el desarrollo de la actividad de empresa."</p>	<p>Se considera atendible lo planteado, en cuanto a que la CRIE realizará el estudio correspondiente mediante un especialista, por lo que se hará el ajuste correspondiente, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>El análisis de las remuneraciones tomará como base los salarios reales efectivamente pagados por la EPR y su homologación con los salarios de mercado a través del Estudio de Remuneraciones del Mercado Laboral donde opera la EM, realizado por la CRIE por medio de una empresa especialista.</i></p>
<p>Numeral 5, Anexo O, Libro III del RMER (página 34:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "La tabla incluida dice que es la descripción específica de funciones, lo cual no es correcto pues la descripción de funciones es pobre, y si esa tabla es usada para hacer los estudios de remuneración no arrojará resultados razonables. De otra parte, esta tabla lista puestos (ejemplo: ayudante, 1/2 oficial) que no están en la lista inmediata anterior, por lo cual, no hay congruencia en el documento.</p> <p><i>Eliminar el listado de perfiles por niveles profesionales y la tabla y reemplazar por: "A los efectos del análisis de los valores de mercado de las remuneraciones, se deberán definir los niveles profesionales de la casa matriz y sucursales, así como la descripción de las funciones. Para esta tarea la CRIE coordinará con EPR la información a ser utilizada como insumo para el análisis de remuneraciones".</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se considera atendible al comentario en cuanto a la eliminación la tabla y listado de perfiles.</p> <p>Ahora bien, en cuanto al texto propuesto, el mismo se ajustará parcialmente, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>"A los efectos del análisis de los valores de mercado de las remuneraciones, se deberán</i></p>

		definir los niveles profesionales de la casa matriz y sucursales, así como la descripción de las funciones. Para esta tarea la EPR informará a la CRIE de la documentación a ser utilizada como insumo para el análisis de remuneraciones."
Numeral 5, Anexo O, Libro III del RMER (página 36-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).	<p>EPR: "Para determinar los niveles de remuneración salarial de mercado para cada categoría profesional, y realizar la comparación con la remuneración real pagada por EPR, se utiliza el valor medio dado por el Estudio de Remuneraciones realizado por la CRIE que representa razonablemente el conjunto de las empresas de la muestra.</p> <p>Los estudios de remuneración salarial dan sus resultados en percentiles. Por lo que no debe usarse el valor medio que no es igual que el P50."</p>	<p>Se estima atendible lo manifestado por el participante, razón por la cual se hará el ajuste correspondiente: 0.3.2.1. Remuneraciones (...)</p> <p>En caso que el salario real de EPR supere el salario del Estudio de Remuneraciones, se adoptará como tope el salario del percentil 30 del estudio más un 15% que representa razonablemente el conjunto de empresas de la muestra del Estudio de Remuneraciones. A los salarios así determinados se les denominará salarios de mercado.</p>
Numeral 5, Anexo O, Libro III del RMER (página 36-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).	<p>EPR: "En caso que el salario real de EPR supere el salario del Estudio de Remuneraciones, se adopta como tope el valor medio del salario que representa razonablemente el conjunto de las empresas de la muestra del Estudio de Remuneraciones realizado por la CRIE. A los salarios así determinados se les denominará "salarios de mercado".</p> <p>Es sabido que en los estudios de remuneración no se aplica el mismo percentil para todas las categorías de puestos ya que hay diferentes niveles de profesionalización y especialidad, por lo tanto, es erróneo decir que los salarios de mercado son los valores medios del estudio (suponiendo que quieren referirse al P50) pues por esta razón es que estos estudios dan como resultado varios percentiles."</p>	<p>No resulta razonable aceptar como el valor tope el valor del salario del percentil 75, sino más bien conforme al último estudio de actualización del AOM realizado por la CRIE, es más razonable utilizar como tope el valor del P50 del estudio de remuneraciones validado por la CRIE, más un 15%, tomando en cuenta que tanto la CRIE como la EPR han considerado razonable dicho valor.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
Numeral 5, Anexo O, Libro III del RMER (página 36-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).	<p>EPR: "Si bien los costos laborales descritos (sic) incluyen el costo del Seguro Social se considera que para lograr un incentivo en la productividad del trabajador se requiere incluir un seguro de gastos médicos privado.</p> <p>El texto actual incluye otros seguros como son el de vida, riesgos profesionales y seguro de viaje, que son de particular importancia para el personal de una empresa que realiza trabajos en elemento de alto voltaje y que debe desplazarse continuamente en carretera, aumentando el riesgo de las personas por lo cual debe mantenerse el texto original."</p>	<p>Se considera atendible la recomendación, por lo que se hará el ajuste correspondiente: 0.3.2.1. Remuneraciones (...). A los salarios de mercado se le sumarán los cargos patronales que estén contemplados en la legislación laboral que aplique y constituya una obligación legal para la empresa, siempre y cuando estas no hayan sido tomadas en cuenta para el estudio de remuneraciones.</p> <p><i>Los costos laborales descritos deberán incluir el costo del seguro social, seguro de gastos médicos privado, póliza de seguro de vida, riesgos del trabajo y seguro de viajero.</i></p>

<p>Numeral 5. Anexo O, Libro II del RMER (página 35-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "A estos fines se suma al salario de mercado las "cargas patronales" que están contempladas en la legislación laboral vigente y constituyen una obligación legal para la empresa.</p> <p>Es importante definir que a todos los salarios se le deben sumar las cargas sociales, no solo los "salarios de mercado".</p>	<p>Se considera atendible la observación presentada por el participante, por lo que se ajustará la norma de la siguiente manera:</p> <p>"A los salarios de mercado se le sumarán las "cargas patronales" que están contempladas en la legislación laboral vigente y constituyen una obligación legal para la empresa, siempre y cuando éstas no hayan sido tomadas en cuenta para el estudio de remuneraciones."</p>
<p>Numeral 5. Anexo O, Libro II del RMER (página 36-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Se debe mantener el siguiente párrafo, ya que refleja las dificultades de la tercerización y refleja que no en todas las situaciones y países se puede aplicar.</p> <p>"El problema de la tercerización de actividades está relacionado en principio con el nivel de desarrollo del mercado de contratistas especializados para el suministro de los servicios a los efectos de implementar la tercerización. No obstante lo anterior, el desarrollo del mercado de contratistas es un tema que también puede ser depurado a través de la gestión de la empresa eficiente que cuenta los recursos para la gestión de su desarrollo."</p>	<p>Se aclara al participante que la finalidad del párrafo señalado era únicamente describir y justificar el problema que aborda una empresa eficiente y que debe tomarse en cuenta para la remuneración por AOM, el mismo fue suprimido con la finalidad que la metodología tenga el formato adecuado de una norma, no obstante lo anterior, la norma propuesta sigue tomando en cuenta esta problemática en el numeral 5 (O.3.2.2) denominado: Estudio de Remuneraciones y tercerización. Por otra parte la EPR en su carácter de empresa privada y para el cumplimiento de sus obligaciones podrá hacer las evaluaciones de la problemática de la tercerización con el objeto de determinar la conveniencia o no de la tercerización de actividades.</p>
<p>Numeral 6. Anexo O, Libro II del RMER (páginas 37-144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "El transporte requerido para realizar las actividades de la Empresa es el solo aéreo pues para llegar a las instalaciones de la línea y subestaciones se requiere transporte terrestre. De otra parte, las principales motivaciones de los viajes no son para reuniones entre personal, sino que para desempeñar las funciones de mantenimiento."</p>	<p>Se indica que la norma propuesta ya prevé los costos de transporte terrestre para las actividades de O.M. en la sección 8 (O.3.3.) de la misma, la cual se denomina "Costos de los procesos de Operación y Mantenimiento de Terreno (Costos Directos)".</p> <p>Sin embargo, se considera que para asistir a reuniones de trabajo entre empleados y terceros de la empresa es viable que se use tanto transporte terrestre como aéreo por lo cual se considera parcialmente atendible la manifestada por el participante en la observación realizada, en este sentido se ajustará la propuesta normativa incluyendo el transporte terrestre para reuniones nacionales e internacionales, por lo cual se leerá de la siguiente manera: "O.3.3.1. Viáticos y</p>

		<p><i>transporte: Costos de pasajes aéreos, transporte terrestre (incluyendo costos de vehículos propios de EPR o alquilados, combustible y depreciación, alojamiento y alimentación por año tanto para los viajes internacionales como nacionales para asistir a reuniones de trabajo entre empleados y terceros de la empresa."</i></p>
<p>Numeral 6, Anexo O, Libro II de RMER (página 37:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: <i>"Asesorías Análisis Técnicos y Económicos de la Red y su expansión: Se debe considerar este tipo de asesoría, ya que como se menciona en el documento la empresa debe buscar su crecimiento."</i></p>	<p>La metodología de AOM vigente reconoce a la EPR los recursos necesarios para contar con personal especializado en temas técnicos y económicos de la red y su expansión, extrema que se mantiene en la norma propuesta, por lo que no se considera procedente lo planteado por el participante. Por otro lado, se aclara que de conformidad con la Regulación Regional el ente obligado a realizar los estudios de la expansión de la RTR es el EOR.</p>
<p>Numeral 6, Anexo O, Libro III del RMER (página 37:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: <i>"Asesorías para Mejora del Negocio: Se debe considerar este tipo de asesoría, ya que la empresa debe buscar alcanzar las mejores prácticas, lo cual permitirá alcanzar una mayor eficiencia."</i></p>	<p>Los recursos necesarios para la mejora de procesos ya están incluidos en las asesorías específicas establecidas en la propuesta normativa, en el apartado número 6 (O.3.3.2) Costos de Gestión del Anexo O del Libro III del RMER, en virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Numeral 6, Anexo O, Libro III del RMER (página 39:144 de Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: <i>"Se debe considerar que los servicios tengan redundancia para garantizar la operatividad."</i></p>	<p>Se considera adecuado que la norma contemple la necesidad de que los servicios tengan redundancia con el objeto de garantizar la continuidad de los mismos, en razón de lo anterior se atiende la recomendación, y se hará el ajuste correspondiente, por lo cual se leerá de la siguiente manera: <i>O.3.3.5. Telecomunicaciones (Telefonía e Internet)</i> <i>Gastos correspondientes a los costos de comunicaciones del personal de planta de la empresa modelo que incluyen telefonía fija, e informática (internet), estos costos considerarán un servicio redundante que garantiza la continuidad de las comunicaciones en la empresa. Telefonía Celular. Este servicio es requerido para algunos empleados que requieren servicio de comunicaciones móviles por su función y responsabilidades en la empresa</i></p>

<p>Numeral 6, Anexo O, Libro III del RMER (página 39:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Es necesario ampliar el concepto, y que incluya el centro de monitoreo propio de EPR, así como redundancia de los servicios para tener respaldo ante cualquier eventualidad."</p>	<p>Se considera adecuado que la norma contemple la necesidad de que los servicios tengan redundancia con el objeto de garantizar la continuidad de los mismos, en razón de lo anterior se atiende la recomendación, y se hará el ajuste correspondiente, por lo cual se leerá de la siguiente manera: 0.3.3.6. Enlace de comunicaciones Costo de las comunicaciones operativas entre la sucursal y el Centro de Control Nacional, así como por los enlaces necesarios para comunicarse con el centro de monitoreo propio de EPR. Estos enlaces de comunicaciones considerarán respaldo para garantizar la operatividad de la infraestructura.</p>
<p>Numeral 6, Anexo O, Libro III del RMER (página 39:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "La determinación de áreas no es consistente con las actividades y funciones de EPR, ya que no se consideran espacios que no son de uso del personal, como pueden ser: sala para equipo de monitoreo remoto de las instalaciones espacios para resguardo de información de servidumbres, planos etc., por lo que el área debería ser incrementada en al menos 60 m2 para estos casos. por otro lado, disponer de 20 m2 para estacionamientos del personal es totalmente insuficiente ya que las normativas exigen áreas de 5.25 mx2.5m para estacionamiento de un vehículo sin considerar áreas de circulación, por lo que 26m2 es espacio para un solo vehículo sea de personal o de la propia empresa. Por otra parte, es necesario que el suministro eléctrico esté garantizado por medio de generadores de energía que puedan alimentar las cargas más importantes para no afectar la operatividad de las instalaciones."</p>	<p>Se considera parcialmente atendible el comentario, en cuanto a que dicho tema será abordado cuando corresponda la realización del nuevo estudio de actualización del AOM, en el que se realizarán las adecuaciones que correspondan a una empresa eficiente, por lo que el área eficiente será abordada cada vez que se realice el estudio correspondiente, por lo cual la norma se leerá de la siguiente manera: 0.3.3.10. Alquiler de edificios: Establece los m2 eficientes para cada área funcional (operación y mantenimiento, administración, etc.) en función de la cantidad de empleados y ratios eficientes. Para determinar la superficie se consideraron m2 promedio de espacio por empleado. Se calcula la cantidad total de m2 de oficina tomando en cuenta la cantidad de personal de plantilla (empleados de transmisión). Adicionalmente se considera m2 para estacionamiento de vehículos del personal de plantilla. Para los m2 calculados se valoriza el costo anual de alquiler de cada uno de los ítems considerados.</p>
<p>Numeral 6, Anexo O, Libro III del RMER (página 39:144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Se debe cambiar "cable de guardia" por "cable de guarda". Es necesario incluir el concepto de almacenamiento de insumos y repuestos de contingencias."</p>	<p>Se considera atendible la observación presentada, en cuanto a que se eliminó la referencia a objetos que se almacenan en la bodega, ya que el concepto permite la inclusión de insumos, repuestos, herramientas y equipos especiales, siempre y cuando estén justificados en el estudio, razón por</p>

		<p>la cual se harán los ajustes correspondientes, los cuales consisten en los cuales se leerán de la siguiente manera; "0.3.3.11 Costos de Bodegas: Son necesarios para el almacenamiento de busamos, repuestas, herramientas y equipos especiales para las tareas de mantenimiento debidamente justificados. Desde el punto de vista operativo se considerará una bodega por país y que estén emplazadas en lugares de fácil acceso.</p> <p>Se analiza la cantidad de m² de bodega requerido por cada Suesal informado por EPR y se homologa en función de las necesidades operativas detectadas y los antecedentes de estudios similares.</p> <p>Se considera el costo de compra cuando el inmueble sea propiedad de la empresa y el costo unitario de alquiler en caso de tratarse de arrendamiento.</p> <p>Cuando el inmueble sea propiedad de la EPR este se valorizará como costo de capital y se incorporará al costo de AOM eficiente como la amortización de la inversión considerando el costo de inversión, la tasa de rentabilidad y la vida útil de las instalaciones."</p>
<p>Numeral 6, Anexo O, Libro III del RMER (página 41/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Como se refleja este capital en la formulación matemática, pues EPR no cuenta con un capital de trabajo mucho menos con reconocimientos de costos financieros por el desfase en la recolección de los cargos de transmisión. Es necesario que este tema sea desarrollado de forma explícita."</p>	<p>El modelo conforme la metodología vigente y que se mantiene en la propuesta sometida a consulta pública, sí reconoce el capital de trabajo, el cual está calculado tal y como lo establece la propuesta en el numeral 6 (O.3.3.25) Costos de Gestión del Anexo O del Libro III del RMER. El reconocimiento de dicho capital de trabajo en AOM de años previos puede ser verificada en el archivo del modelo identificado como "Administración", específicamente en la hoja de "Gastos Administración".</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario.</p>

<p>Numeral 8, Anexo O, Libro II del RMER (página 51:144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Para la valorización de las tareas se da una lista de datos de ingreso, la metodología actual tiene dentro de esta lista (numeral 5 actual del acápite 1.8.5) la caracterización de las instalaciones de la empresa real (EPR), la cual es importante de incluir sobre todo si la metodología parte del hecho que se aplica RCM."</p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se indica que el numeral 5 al que se hace referencia, está incorporado en el numeral 3 del O-3.5.5.1 de la propuesta normativa, razón por la cual no se considera atendible el comentario presentado.</p>
<p>Numeral 9, Anexo O, Libro III del RMER (página 51:144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).</p>	<p>EPR: "La metodología actual aclara cuáles componentes son transables y cuáles no, por lo que es necesario hacer esta aclaración."</p>	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se considera adecuado establecer cuáles componentes son transables y cuáles no, en virtud de lo cual se considera atendible el comentario presentado y se hará el ajuste correspondiente, los cuales se leerán de la siguiente manera: "Fórmula polinómica de indexación de AOM que distingue componentes transables respecto de los no transables. No transables son aquellos que no pueden comercializarse en los mercados internacionales y dependen básicamente del mercado local, el resto son transables."</p>
<p>Glosario, Libro I del RMER</p>	<p>ARESEP: "Agregar a la definición de AOM lo resaltado: AOM: Costos de Administración, Operación y Mantenimiento óptimos de la línea SIEPAC."</p>	<p>Tomando en consideración que la definición de AOM no es aplicable únicamente para la Línea SIEPAC, sino que también se aplicará para el régimen tarifario de las ampliaciones de la RTR, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Numerales 2 y 3, Anexo O, Libro III.</p>	<p>ARESEP: "En la página 2 del documento se listan los COMPONENTES DE COSTO, pero no se definen, se recomienda agregar una descripción general de cada uno. Lo anterior es importante porque del flujoograma incluido en el título 2. CRITERIOS DE CÁLCULO DE LOS COSTO (s.c) EFICIENTES. 3 de los 5 ítems de costos son costos laborales o sea los costos del personal encargado de esos trabajos, uno se refiere a costos indirectos de estructura central y otro a costos de transmisión, no es clara la relación entre los COMPONENTES DE COSTOS listados y el flujoograma, ya que usan terminologías diferentes."</p>	<p>Se considera adecuado que haya consistencia entre el flujoograma y el esquema de componentes de costos indicados por el participante. Sin embargo, los componentes de costos listados en el esquema incluido en la página 2 del documento al que hace referencia el participante, se encuentran desarrollados en la metodología, en virtud de lo cual se considera parcialmente atendible la observación realizada por el participante y se procederá a realizar el ajuste correspondiente, los componentes del costo listados en el esquema incluido en la página 2 del documento al que hace</p>

		referencia el participante, se encuentran desarrollados en la metodología, en virtud de lo cual se considera parcialmente atendible la observación realizada por el participante y se procederá a hacer el ajuste correspondiente.
<p>Numeral 3, Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: “Además de lo indicado, los productos del flujograma deberían coincidir con la estructura de componentes de costo, tal y como se presenta, no se entiende a cuál producto está asociado cuál o cuáles costos. <i>En la página 4 primer párrafo se detallan las actividades asociadas a “procesos desarrollados por la estructura de la empresa, de las cuales solamente Planificación técnica, normas y documentación técnica no se encuentra en los componentes de costo, se debe indicar a cuál costo pertenece. En la sección de “Recursos asociados a procesos desarrollados en terreno” en el último párrafo si se detallan recursos distintos a personal (materiales, herramientas y vehículos) los cuales no se encuentran definidos en el flujograma del proceso de cálculo de costos (página 3).”</i></p>	<p>Se estima que no es necesario incluir en el flujograma todo el detalle que se desarrolla en la metodología; ya que el mismo, se incluye con el objetivo de presentar de manera esquemática la información requerida por el modelo, las fases del mismo y los productos. En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado en el comentario recibido.</p>
<p>Numerales 3 y 4, Anexo O del Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: “Deben estandarizar los conceptos de costo, porque los nombres de las secciones no se relacionan con la lista de componentes de costo incluidos en la aplicación de la metodología, por lo que la trazabilidad del cálculo de cada componente de costo no es clara. Se vuelve a incluir el proceso de Planificación técnica y normas de forma separada, que no está en los componentes de costo, deben tener consistencia. En los procesos de “Planificación técnica y normas” y “Explotación” hay una actividad de Planificación técnica, no es clara la diferencia ya que en el primero se encuentra muy general la descripción de las actividades, se recomienda cambiar los nombres para no crear confusión.”</p>	<p>1. Se considera que no es necesario incluir en el esquema de costos todo el detalle que se desarrolla en la metodología, ya que el mismo se incluye con el objetivo de presentar de manera resumida la composición de costos directos e indirectos de la empresa eficiente, no obstante, se realizó el ajuste para guardar consistencia de manera que los componentes de costos (O.2.2) concuerdan con los expresados en el flujograma (O.2.3) y con los procesos que se definen en el numeral O.3.1.1. Metodología específica de diseño y organización de la empresa.</p> <p>2. En cuanto a los subprocesos de planificación a los que se hace referencia el participante, se aclara que ambos conceptos tienen nombres y definiciones distintas, las cuales se establecen a continuación: Planificación técnica y normas, incluye un subproceso de planificación técnica y normas, la cual establece un análisis de planificación de la red, gestión de servidumbres y normas técnicas; mientras que en el proceso de explotación, el subproceso de planificación técnica e ingeniería de la explotación se refiere a las actividades de operación y mantenimiento. En virtud de lo anterior, no se considera atendible la observación presentada por el participante.</p>

Forbes
117

⊕

7

<p>Numeral 4, Anexo O, Libro III del RMER (página 8/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>ARESEP: <i>“Respecto a este apartado, queda la duda de cómo se determina cuáles son los criterios de Empresa Modelo, o sea la organización más efectiva y eficiente.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado, se señala que los criterios de la Empresa Modelo se encuentran establecidos en el segundo párrafo de la sección denominada <i>“Criterios de diseño de la organización”</i> del Anexo O del Libro III del RMER, en la cual se indica que una Empresa Modelo <i>“(…) es la versión de organización más efectiva y eficiente con la que se puede prestar el servicio de transmisión. Para minimizar los costos, las dotaciones deben ser óptimas, y para que esto ocurra la organización debe reconocer una estructura simple sin redundancias y con responsabilidades claramente distribuidas.”</i></p>
<p>Numeral 4, Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: <i>“Respecto a este apartado, hay procesos diferentes a los listados en las secciones anteriores (COMPONENTES DE COSTO y Metodología específica de diseño y organización de la empresa), se deberían estandarizar o si (sic) han esta sección se quiere detallar cada proceso de la metodología deberían incluir títulos que permitan trazar qué subproceso se suma a qué proceso.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, no se considera procedente el comentario, toda vez que las dos secciones son distintas, la primera habla de los procesos y subprocesos asociados, mientras que la segunda es referida al diseño de la organización.</p>
<p>Numeral 3, Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: <i>“Al respecto, queda la duda si se refiere a los costos indirectos de estructura central incluidos en el flujograma de la página 3. Se establece una organización “óptima” y se listan áreas o procesos internos, pero en esta sección los mismos procesos se listan como posibles Asesorías, por ejemplo, hay áreas de Contabilidad e impuestos y la de Finanzas, pero también hay Asesorías contables y Asesorías fiscales; hay un proceso legal, también hay Asesorías legales, etc. Es importante tener muy claro que, si se está optimizando una estructura organizativa y una estructura de costos, el regulador debe haber estimado si es mejor para la empresa modelo tener una capacidad instalada suficiente para hacer todas las labores o debe subcontratar algunas, esto para no duplicar costos (propios y contratados) lo cual iría totalmente en contra de la optimización.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se indica que el numeral 3 denominado: <i>“Criterios de cálculo eficientes”</i> del Anexo O del Libro III del RMER, se considera que no es necesario incluir en el flujograma todo el detalle que se desarrolla en la metodología, ya que el mismo se incluye con el objetivo de presentar de manera esquemática la información requerida por el modelo, las fases del mismo y los productos.</p> <p>Por otro lado, se indica que los costos directos son los que intervienen de manera inmediata en los procesos de Oym, mientras que los indirectos son los que no intervienen de manera directa pero que son necesarios para toda organización, es decir, que estos costos indirectos no se refieren a una tercerización de actividades sino a su proximidad con la operación y mantenimiento.</p> <p>Adicionalmente la metodología establece en el segundo párrafo de la sección <i>“Criterios de diseño de la organización”</i>, que una empresa eficientemente operada debe contar con una estructura orgánica que cumpla con los objetivos de calidad de servicio y producto impuesta por la</p>

		<p>autoridad reguladora, y que minimize los costos de AOM que son trasladados a tarifa para ello se indica que las dotaciones deben ser óptimas, con una estructura simple, sin redundancias y con responsabilidades claramente distribuidas. Además, es necesario mencionar que la metodología contempla políticas de remuneración eficientes las cuales consideran que los costos asociados no deben superar los costos de tener incorporado el personal como planta de la empresa.</p>
<p>Número 7, Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: "Sobre el particular, surge la duda ¿Cómo se determinan los bienes y su cantidad? La metodología debería ser la forma de determinar la cantidad y tipo óptimos de bienes, no de vitarios. Ese grupo de costo de capital no se encuentra en los COMPONENTES DE COSTO."</p>	<p>En cuanto a lo observado por el participante, se indica que en el apartado 7 denominado "Bienes muebles e inmuebles" del Anexo O del Libro III del RMER, se listan la cantidad de bienes muebles e inmuebles necesarios para que la Empresa eficientemente operada cumpla con los objetivos de calidad y producto que le requiere el regulador, y se estiman con los criterios de eficiencia que requiere una empresa modelo.</p>
<p>Número 8, Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: "La metodología no indica ¿cómo se determina la cuadrilla típica, los tiempos de ejecución, la frecuencia de cada tarea, cantidad de equipos y los costos óptimos para estas labores?"</p>	<p>Se señala al participante que la cuadrilla típica, los tiempos de ejecución, la frecuencia de cada tarea, cantidad de equipos y los costos óptimos para estas labores, son determinados con los criterios de eficiencia que requiere la empresa modelo.</p> <p>Por otro lado, se señala que la metodología sí establece como se determina la cuadrilla típica, la cual se define como: "como la unidad operativa conformada y equipada adecuadamente para realizar con eficiencia las tareas de mantenimiento correctivo, preventivo, predictivo y detectivo. (O.3.5.5).</p> <p>A: respecto se señala, que las cuadrillas están determinadas para cada tipo de tarea, integrada por el personal que realiza las tareas en terreno y los vehículos apropiados (O.3.5.5.) en función de "Los tiempos medios de ejecución de las tareas se determinan conforme a las dificultades y características de las tareas manuales de mantenimiento de los activos eléctricos de la redes y estaciones transformadoras, calificación del personal de la cuadrilla, tipo de tecnología</p>

		<p>aplicada, programas de mantenimiento propuesto por fabricantes y laboratorios especializados, normas técnicas de la industria eléctrica, legislación vigente, programas de mantenimiento de Empresas Eficientemente Operadas, tomando como referencia las empresas de transmisión de la región." (0.3.5.4) y las consideraciones de las Frecuencias medias anuales de realización de las tareas establecidas en el numeral 0.3.5.3.</p>
<p>Numeral 9. Anexo O del Libro III del RMEP.</p>	<p>ARESEP:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El modelo no define cómo se calcula la participación de costos de cada país para realizar la indemnización, si es una empresa modelo. 2. La metodología no define cuáles de los costos considera la CRIE transables y cuáles no transables. 3. Asimismo, de lo General pareciera que el aumento de la servidumbre no se contemplaría en el AGM calculado de forma quinquenal, sino que se suma al AGM (sin aumentamiento de servidumbre) indemnizado de forma anual. Si es así hay que contemplar que paso en los años en donde no se intenta por superar el -- El el incremento por indemnización y especificar en el texto del documento que ese costo no se considera en el cálculo quinquenal del AGM. 4. El mes de referencia se indica que es el de la última actualización realizada, no es claro en cuál actualización es la del AGM o la de los costos, eso es importante aclararlo en caso de que exista un rezago entre el cálculo del AGM y su aprobación por parte de la CRIE. Se recomienda que sea el mes de corte de la información para calcular el AGM vigente. 5. En el caso de Panamá, hay que indicar que el resultado del cociente de los valores del dólar es igual a uno, para no incluir la fórmula. 6. En el caso de los tipos de cambio se debería desarrollar cuál tipo de cambio utilizar en el caso de Costa Rica, entre el de referencia que publica el Banco Central Central de Costa Rica, los ofrecidos en los bancos, el del mercado regulatorio (MGVEU), etc. 7. Al final de esta sección se indica que la indemnización la realiza la EPR, pero no es claro el documento si el cálculo quinquenal del AGM lo realiza la CRIE de oficio o a petición de la EPR. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. La participación de costos de cada país es calculada como la división del total de AOM del país correspondiente entre el total de AOM. 2. Respecto a este punto se le indica al participante que se incorporarán a la norma las definiciones de los costos transables y no transables. 3. Respecto al ADS se considera a lugar el comentario, se harán los ajustes correspondientes. 4. La propuesta normativa en el apartado 9 denominado "Fórmulas de indemnización y período de vigencia del estudio" si contempla los meses de actualización, los cuales son en abril para el caso del estudio que se realizará cada 5 años y en junio para las indemnizaciones anuales. 5. La fórmula no queda indefinida al realizar el cociente indicado dando como resultado un uso, el cual no altera el resultado, por lo cual no se considera viable el comentario. 6. Los tipos de cambio son el comprador y sus fuentes están plenamente identificadas y para el caso de Costa Rica, la fuente es el Banco Central de Costa Rica. 7. El numeral 9 "Fórmulas de indemnización y período de vigencia del estudio" establece que el costo de AOM para la Línea SIEMAC será actualizado por la CRIE cada cinco años mediante un estudio de aplicación de la metodología, en ese sentido, la CRIE de oficio realizará dicho estudio de conformidad con lo establecido en la Regulación Regional.

<p>Numeral 9, Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: “Los activos ya sea eléctricos o no eléctricos no se incorporan en el AOM sino que son un costo de capital (tal y como se indica en la sección 2. Bienes muebles e inmuebles) o sea se contemplan en el Costo Estándar por separado como indica el RMER, esto quiere decir que el efecto en costos será únicamente para su operación y mantenimiento, no del valor del activo. Así las cosas, no debería sumarse el cambio en activo en su totalidad al AOM.</p> <p>Como en el documento sometido a consulta no se establece la fórmula de cálculo del AOM, hay que remitirse a la definición del Costo Estándar (numeral 9.2 del Libro III) que incluye dos componentes el valor de las instalaciones por un factor de recuperación del capital y los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento.”</p>	<p>Se le aclara al participante que los numerales a los que hace referencia, se refieren a las ampliaciones a riesgo con beneficio regional, en tanto que la metodología de AOM, la cual ha sido aplicada desde el año 2017, es exclusiva para la línea SIEPAC. En virtud de lo anterior el comentario recibido no se considera atendible.</p>
<p>Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: “Se concluye que el documento pareciera ser más un manual descriptivo del “debería ser” de una organización, un reglamento interno de funciones de una empresa o sea el detalle de funciones de cada dependencia y un procedimiento en prosa para atender mantenimientos, pero no se detallan los mecanismos de cálculo de la empresa modelo, no se establece la forma de cálculo de los costos óptimos, tampoco cómo se determinan los bienes muebles e inmuebles no eléctricos “óptimos”, de la lectura pareciera que se deja a discreción del estudio que se realizará cada 5 años la determinación de la empresa modelo. Lo presentado no es una metodología.”</p>	<p>Se está de acuerdo con lo observado, al efecto se realizarán las adecuaciones para que la propuesta sea consistente con el formato del RMER y cumpla con las definiciones de la Real Academia Española de metodología como “Conjunto de métodos que se siguen en una investigación” y método como “Modo de decir o hacer con orden”, ya que la misma tiene como objetivo presentar la información necesaria requerida por el modelo, los procesos de operación técnica y administrativa, dando como resultado los costos de operación y mantenimiento. En consecuencia, se realizarán ajustes de nombre, numeración y estructura del documento.</p> <p>No obstante lo anterior, se destaca que el presente documento no tiene como propósito el establecimiento de formulaciones matemáticas, sino criterios y lineamientos que se deben seguir para la elaboración del estudio, es decir, que el cálculo respectivo no se deja a “discreción” ya que dentro del mismo se establece que: <i>El criterio que utiliza la presente metodología, es el de la Empresa Modelo eficientemente operada, con el objetivo de prestar un servicio de transmisión adecuado minimizando los costos que son trasladables a tarifas, para el efecto, dispone de una estructura orgánica simple, sin redundancias y con los insumos necesarios para alcanzar los objetivos de calidad y producto impuestos en la Regulación Regional y en las regulaciones nacionales en las que opera.</i></p>

		<p>En ese sentido, se aclara que la estructura orgánica obedece a una organización eficiente sin redundancias y el cálculo del costo óptimo para este componente, está basado en el criterio de establecer los salarios a reconocer mediante un estudio de remuneraciones del mercado eléctrico realizado por una empresa independiente.</p> <p>Adicionalmente, con respecto a los bienes y servicios, se aclara que estos son los necesarios para alcanzar los objetivos de calidad y producto impuestos en la Regulación Regional y nacional de los países donde opera.</p>
<p>Anexo O, Libro III del RMER.</p>	<p>CNEE: <i>“Se debe realizar una reforma al cálculo de los costos de Administración, Operación y Mantenimiento de la EPR. Tomando en cuenta que el cargo complementario y el Peaje están directamente relacionados con el Ingreso Autorizado Regional, es necesario que se evalúe y modifique el cálculo del AOM, de manera que se incentive la eficiencia de la Empresa Propietaria de la Red. Actualmente dicho agente transportista no tiene competencia y tiene asegurado el cubrimiento de sus costos y su rentabilidad por lo que se le debe exigir su óptima operación y uso de recursos dado que los mismos provienen de la demanda regional y los Agentes del MER. Por tanto, se solicita que se implementen mecanismos más exhaustivos para verifica (sic) su funcionamiento a través de las auditorías que correspondan.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se señala que la Metodología de AOM permite dimensionar y calcular los costos de AOM de una empresa de transmisión regional diseñada óptimamente y que opera en forma eficiente para prestar el servicio de transmisión regional cumpliendo con todas las funciones y responsabilidades que le competen a la EPR, dichos criterios de eficiencia están establecidos en el numeral 3 de la metodología propuesta establecida en el Anexo O a ser incorporada en el Libro III del RMER.</p> <p>Si bien, tal como lo señala el participante, EPR no tiene competencia, dicha empresa está regida bajo criterios de eficiencia basados en empresas dedicadas al rubro de transmisión, ya que la CRIE aprueba recursos para una empresa eficientemente operada, y en caso la EPR no cumpla con estos requisitos no se aprueban recursos adicionales, por lo tanto, no hay ninguna afectación a la demanda de la región.</p> <p>Adicionalmente, se indica que la propuesta normativa pretende que cuando existan variaciones significativas se realice un estudio que permita determinar que los costos están apegados o no a realidad de una empresa eficiente. Asimismo, es importante aclarar que la propuesta regulatoria si</p>

		<p>contempla auditorías, específicamente en el numeral 15.6 del Anexo I del libro III del RMER el cual establece que "La CRIE deberá realizar auditorías técnicas sistematizadas y la contabilidad regulatoria, como parte fundamental para el funcionamiento de la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR".</p> <p>Finalmente, se aclara que el propósito de la metodología del AOM, es asegurar los ingresos óptimos necesarios para realizar la operación y mantenimiento de la Línea SIEPAC, bajo los criterios de una empresa eficientemente operada. Al respecto se señala que, para la determinación de los criterios de eficiencia de dicha empresa, se consideran los siguientes aspectos: 1. Los salarios como uno de los componentes más importantes dentro del rubro de AOM, se realiza un estudio para determinar que los salarios sean acordes al mercado de las empresas de mercado del rubro de electricidad. 2. Los precios de los materiales e insumos necesarios para la actividad de operación y mantenimiento son ajustados a precios de mercado que se utilizan para cada una de las tareas, que se corresponden con los tipos constructivos, niveles de tensión y demás características técnicas de las instalaciones, lo cual asegura que lo trasladado a la demanda sea el costo óptimo.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario realizado por la CNEE.</p>
<p>Numeral 6, Anexo O, del RMER. (página 37/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EOR: "Mejorar comprensión del texto</p> <p>6. Costos de gestión (costos indirectos no personal no relacionados a los costos salariales)"</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta.</p>
<p>Numeral 7, Anexo O, Libro III del RMER (página 46/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EOR: "Mejorar comprensión del texto</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta</p>

	<p><i>El sistema de Utilities está compuesto por herramientas específicas orientadas a la gestión de empresas de "redes". Estos sistemas de básicamente se componen de los siguientes subsistemas:"</i></p>	
Anexo O, Libro III del RMER	<p>ICE: <i>"Se interpreta que la propuesta le permitirá a la EPR equipararse a una EUTRE, por lo que existirá un crecimiento en diferentes áreas ocasionando un encarecimiento de los costos de operación y mantenimiento de la EPR. Se expresa preocupación porque la propuesta no considera ningún grado de gradualidad en su implementación y para el 2021 los costos por AOM estarían reduciendo los beneficios para los habitantes de la región.</i></p> <p><i>Razones de derecho:</i> <i>Se interpreta que la propuesta le permitirá a la EPR equipararse a una EUTRE, por lo que existirá un crecimiento en diferentes áreas ocasionando un encarecimiento de los costos de operación y mantenimiento de la EPR. Se expresa preocupación porque la propuesta no considera ningún grado de gradualidad en su implementación y para el 2021 los costos por AOM estarían reduciendo los beneficios para los habitantes de la región."</i></p>	<p>Se le aclara al participante que lo propuesto forma también parte de la metodología que se encuentra en vigencia desde el año 2017, sin embargo, se identificó que el periodo de dos años era demasiado corto para realizar un estudio. Por lo anterior, se consideró aumentar el plazo para el efecto.</p> <p>Adicionalmente, se consideró oportuno establecer que si la fórmula de indexación arrojaba variaciones superiores al 5% se realizaría un estudio que permitiera evaluar si los costos de AOM están adaptados a la realidad de la EPR.</p>

1.2 RENTABILIDAD REGULADA AGENTE EPR

A continuación, el análisis a las observaciones recibidas en referencia a las propuestas de modificación e incorporación al Libro III del RMER el anexo denominado "Metodología para la determinación del componente de Rentabilidad Regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC".

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 2.2, Anexo P, Libro III el RMER (página 56/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>COMERCIALIZADORA ORAZUL – GUATEMEL – ASCEE – ELECTRONOVA – GGUEEG – RENACE – SAN DIEGO: <i>"En virtud que los Agentes del Mercado Eléctrico Regional son quienes pagan los ingresos que recibe la EPR, consideramos que se debe de mantener las fuentes oficiales y originales que están en la regulación actual. Por lo cual, no se estaría de acuerdo con el numeral 2.2, en considerar que en caso no esté disponible la información, en virtud que no es una fuente oficial que sea reconocida internacionalmente y se comprometería la confiabilidad y veracidad de los datos.</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por los participantes, se aclara que, para el caso de las economías no dolarizadas, con la propuesta normativa se pretende complementar la metodología actualmente vigente con fuentes de información alternas ampliamente confiables como es el caso de la información publicada por el profesor Aswath Damodaran, y en ningún momento se ha propuesto eliminar las fuentes que están contenidas</p>

	<p>Toda información relacionada (sic) con la determinación de ingresos para agentes regulados, por principio(sic) debe provenir de fuentes ampliamente aceptadas y confiables. Por lo que, después del análisis y revisión realizada, se considera que es mejor mantener la suscripción y erogar su costo contra sensu de utilizar una fuente gratuita pero no confiable e incierta al futuro para un mercado de tal importancia como es el MER."</p>	<p>actualmente en la norma. Asimismo, se aclara que para el caso de las economías dolarizadas el cambio radica en que se ha iniciado como primera alternativa de información el Emerging Markets Bonds Index (EMBI) el cual es el principal indicador de riesgo país publicado por JP Morgan, la cual es ampliamente reconocida y que además es complementada, en caso no se disponga con información del profesor Aswath Damodaran.</p> <p>En virtud de lo anterior no se consideran atendibles los comentarios presentados por los participantes.</p>
<p>Numeral 2.4, Anexo P, Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "El informe de diagnóstico no es consistente con los cambios propuestos en el detalle metodológico, lo que puede inducir a error a los participantes del proceso de consulta. Ejemplo: el informe habla de cambio en la fuente de información de riesgo país y se está haciendo el cambio en el riesgo de la industria."</p>	<p>Se atiende la observación y se harán los ajustes correspondientes al riesgo industria, por lo cual la norma se leerá de la siguiente manera: "P.2.4 Para el cálculo deberá considerarse como referencia (beta desapalancada del sector <u>Power de Estados Unidos</u>) información disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University."</p>
<p>Numeral 2.2, Anexo P, Libro III del RMER (página 56:144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).</p>	<p>EPR: "La propuesta de CRJE es añadir nuevas fuentes de información para el cálculo del Riesgo País, sin embargo estas nuevas fuentes son difíciles de ubicar y de entender sus contenidos, ya que existen muchas fuentes parecidas con diferentes actualizaciones y con muchísima información diferente que tiende a la confusión, por lo que sugerimos que se deje como única fuente la página web del reconocido profesor Aswath Damodaran de la New York University, para el cálculo de la tasa de riesgo país, específicamente el Country Risk Premium, cuya fuente es mundialmente utilizada como referente."</p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se le indica que el objetivo de la propuesta normativa es complementar las fuentes de información del riesgo país por lo que se incorporan las fuentes alternativas; en caso que la primera fuente no esté disponible.</p> <p>Adicionalmente, dicha metodología establece que en caso que ninguna de las fuentes anteriores esté disponible, se utilizará otra fuente reconocida y utilizada internacionalmente por entidades regulatorias del sector eléctrico.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendida la observación presentada por el participante.</p>
<p>Numeral 2.4, Anexo P, Libro III del RMER (página 56:144 del Anexo de la resolución CRJE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Mediante la Resolución CRJE-55-2016, y mediante el Informe GM-56-03-2016 sobre Metodología para la Determinación del Componente de Rentabilidad Regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC, en el Punto 3. Análisis, CRJE corrigió la asignación que había propuesto en la Resolución CRJE-46-2016 sobre la utilización de la beta desapalancada, en la que asignaba el sector Utilities; mediante la Resolución CRJE-55-2016 asignó el sector Power en vez de Utilities: "De acuerdo a la propuesta de metodología, se deben considerar las del mercado de Estados Unidos (U.S.) y las del sector de Power.", por lo tanto esta situación había quedado corregida quedando para el cálculo de la Beta Apalancada, la utilización del sector POWER en vez de UTILITIES."</p>	<p>Se atiende la observación y se harán los ajustes correspondientes.</p>

<p>Numeral 2.8, Anexo P, Libro III del RMER (página 59/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Cálculo de la componente de la Rentabilidad Regulada: Las fórmulas propuestas de Rentabilidad Regulada tienen errores, ya que el resultado con cualquiera de las tres opciones que propone CRIE, arrojará únicamente el monto que corresponde a la inflación, y no al total de rentabilidad que deberá reconocer CRIE."</p>	<p>Se atiende la recomendación, y se hará el ajuste correspondiente.</p>
<p>Numeral 2.8, Anexo P, Libro III del RMER (página 59/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: "Desde que comenzó a regir la Metodología para la Determinación del Componente de Rentabilidad Regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC con el cálculo y la utilización del CAPM, se ha venido calculando la rentabilidad con base en el monto MIP= Monto de la inversión patrimonial establecido en el literal "e" del numeral 15.1 del Anexo I del Libro III del RMER, más la inflación acumulada calculada para la Rentabilidad del año anterior, es decir el monto total calculado de rentabilidad del año anterior es la base para el cálculo de la rentabilidad del año siguiente. Este cálculo se realiza de esta forma para que la rentabilidad que reciban los accionistas no pierda valor con el tiempo. Por lo cual es necesario modificar la definición de MIP."</p>	<p>Se atiende la recomendación, y se hará el ajuste correspondiente.</p>
<p>Numeral 2.2, Anexo P, Libro III del RMER (página 56/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>ARESEP: "En este apartado se detallan las fuentes de información del riesgo país o tasa adicional de riesgo por contexto del país tal y como lo llaman en el documento, es importante recordar que este riesgo mide aspectos macroeconómicos del país destino de la inversión, riesgos políticos, calificaciones crediticias, acceso al mercado de capitales, etc., todos indicadores (sic) de la estabilidad económica, crediticia y política del país en cuestión, es por esa razón que no se considera razonable establecer como fuentes de información: a) "las tasas de riesgo (spreads) corporativos para empresas de servicios públicos para el año correspondiente provistos por Reuters para Utilities, para bonos a 10 años" y b) "Emerging Markets Bonds Index Plus (EMBI+)", ambos indicadores de tasas de mercado cuyos efectos se miden con las otras variables de la fórmula, no obstante de los bonos de los países se podría desprender el riesgo país, la metodología no incluye la forma para asilar ese riesgo."</p>	<p>Si bien es cierto que el riesgo país mide aspectos macroeconómicos del país destino de la inversión riesgos políticos, calificaciones crediticias, entre otros aspectos, se considera que efectivamente debido a esta dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos diferentes para estimar su valor. El más difundido actualmente es el modelo de spread por riesgo país (country spread model), que consiste en calcular un spread específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de EUA. Más específicamente, este spread es la brecha entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativo) y el rendimiento del Bono del Tesoro de EUA utilizado para estimar la tasa libre de riesgo. Las tasas de riesgo corporativo para empresas de servicio provistas por Reuters y el índice Emerging Markets Bond Index Plus, elaborado por JP Morgan, son indicadores de amplia utilización y reconocimiento, ya que Reuters provee una matriz que indica los spreads de distintos tipos de bonos corporativos por sector (en el caso específico que nos ocupa, interesa la del sector de utilities) según calificación y según plazo de vencimiento y el EMBI+ mide la evolución de los bonos de un país y representa la sobretasa que paga un país</p>

		<p>determinado por enfocarse en el mercado externo sobre el rendimiento de bonos del Tesoro de Estados Unidos, por lo tanto no se estima proceder la planeado por el participante, toda vez que el numeral 2.2 de la metodología si considera la forma de asignar el riesgo país.</p> <p>Al respecto de lo planeado por el participante, se señala que la diferencia entre la nominal y la real es la consideración de la inflación, ya que ambas consideran los impuestos tal y como se desprende del segundo párrafo del numeral 2.5 Tasa nominal y real, el cual establece lo siguiente: "Para obtener el Costo Real del Capital Propio después de impuestos es necesario descontar la inflación a largo plazo en el mercado de USA, ya que el Costo Nominal del Capital Propio se calcula en moneda norteamericana". En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Numeral 2.6, Anexo E, Libro III del RMER (página 58 144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2018).</p>	<p>ARESEP: "Se están confundiendo los conceptos de nominal y real asociándolos a impuestos, cuando de las fórmulas se desprende que lo que se pretende es mostrar el efecto deflacionario, no el efecto de impuestos."</p>	
<p>Anexo 2, Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: "Únicamente por cuestiones de formato, en el caso de los anexos que se están incorporando al RMER o los que se están actualizando, se recomienda que su formato o numeración se ajuste de manera que sea consistente con el formato de los anexos vigentes del RMER, ya que se observa que algunos proyectos de metodologías tienen formato de informe, lo cual no necesariamente es adecuado para ser incorporado directamente en el RMER. La numeración anterior es útil, por ejemplo, a efectos de poder referenciar adecuadamente alguna sección."</p>	<p>Se atiende el comentario, se realizarán las adecuaciones para que la numeración de la propuesta sea consistente con el formato del RMER.</p>
<p>Anexo P, Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: "Se recomienda incluir un ejemplo para validar la relevancia de los resultados y la aplicación de la metodología contenida en ese anexo, particularmente respecto a la información que se utiliza para su cálculo. Lo recomendable sería aplicarla con la información de al menos 3 años anteriores para verificar la consistencia de los resultados."</p>	<p>Al respecto de lo planeado por el participante, se indica que la propuesta en la metodología pretende incorporar para el caso del riesgo país de las economías no dolarizadas, que la metodología vigente, bajo ciertos supuestos, pueda disponer de fuentes de información alternas ampliamente confiables como es el caso de la información publicada por el profesor Aswath Damodaran. Se aclara que con la propuesta normativa no se pretende eliminar las fuentes que están contenidas en la normativa vigente.</p> <p>Asimismo, se aclara que para el caso de las economías dolarizadas el cambio radica en que se ha incluido como primera alternativa de información para el riesgo país el Emerging Markets Bonds Index (EMBI) el cual es el</p>

		<p>principal indicador de riesgo país publicado por JP Morgan, la cual es ampliamente reconocida y que además es complementada en caso no se disponga con información del profesor Aswath Damodaran.</p> <p>Por lo anteriormente indicado, no se considera incluir un ejemplo con los cálculos sugeridos por el participante, ya que el objetivo es únicamente complementar la metodología con alternativas de fuentes de información equivalentes y no incluir nuevas variables que afecten razonablemente el cálculo.</p>
<p>Numeral 2.1, Anexo P, Libro III del RMER (página 56/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>SIGET: <i>"Se menciona que "para países con economías no dolarizadas se utilizarán las tasas de riesgo (spreads) corporativos para empresas de servicios públicos para el año correspondiente provistos por Reuters para Utilities, para bonos a 10 años" y que en caso de que no estén disponibles se utilizará "la información actualizada disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University, específicamente el Country Risk Premium".</i></p> <p><i>Se entiende que el objeto de los "Corporate Spreads" calculados por Reuters es determinar el Premio o diferencial de la tasa de retorno de bonos de distintos periodos de maduración emitidos por compañías con diferentes calificaciones de riesgo, por arriba de la tasa de un instrumento libre de riesgo (bonos del tesoro de los Estados Unidos), en forma diferenciada para cuatro tipos de actividades económicas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Industria</i> ▪ <i>Finanzas</i> ▪ <i>Transporte, y</i> ▪ <i>Utilities</i> <p><i>Por lo anterior, la información que los spreads proporcionan no es una medida del riesgo país, sino una medida del "riesgo corporativo" por tipo de actividad económica y por calificación de riesgo.</i></p> <p><i>En razón de lo anterior, se considera que a través de la metodología sometida a consulta se le está dando un uso a la información proporcionada por Reuters que no es para la cual ésta ha sido elaborada. En el fondo se está asumiendo que el riesgo de deuda soberana de un país que tiene una determinada calificación de riesgo, es igual al de una empresa ubicada en Estados Unidos y que tiene esa misma calificación de riesgo, lo cual no se considera correcto, dado que se trata de valoraciones de sujetos de crédito completamente distintos (empresas y gobiernos) para los cuales las agencias calificadoras de riesgo llevan a cabo análisis diferentes.</i></p> <p><i>Tómese en cuenta, adicionalmente, que a través del beta (que multiplica al premio por riesgo de mercado), se está considerando ya el riesgo específico de la industria, y que,</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se indica que debido a la dificultad en la cuantificación de las variables que determinan el riesgo país, se utilizan una serie de métodos para estimar su valor. En este sentido, se ha considerado que el método más utilizado es el modelo de spread por riesgo país, que consiste en calcular un spread específico por país y agregarlo al costo del capital, que se estima utilizando datos del mercado financiero de EUA. En este sentido, se indica que este spread es la brecha entre el rendimiento de un bono soberano local (lo suficientemente representativa) y el rendimiento del Bono del Tesoro de EUA utilizado para estimar la tasa libre de riesgo; a su vez Reuters provee una matriz que indica los spreads de distintos tipos de bonos corporativos por sector (en el caso específico que nos ocupa, interesa la del sector utilities) según calificación y según plazo de vencimiento. Por lo anteriormente indicado no se considera procedente el comentario toda vez que los spreads si son una medida del riesgo país. Adicionalmente, en cuanto a que se está duplicando ciertos efectos en la fórmula se aclara que el modelo CAPM utiliza el término beta para referirse a la asociación entre el retorno de una determinada inversión con el retorno del mercado en su conjunto. Beta es la medida de riesgo de una acción o una cartera en comparación con el mercado, por lo que no lleva razón el comentario del participante al indicar que se están duplicando los efectos en la fórmula y que son efectos diferentes.</p>

	<p>al utilizar ambas variables en la fórmula del CAPM (spread promedio de Reuters y el beta), se estarían duplicando ciertos efectos en la fórmula establecida.</p> <p>Por lo anterior, se recomienda que para la estimación del premio por riesgo país de economías no dolarizadas, se tomen en cuenta los valores determinados por el profesor Damodaran.</p> <p>Para el caso de economías dolarizadas, si se considera apropiado que se utilice el EMBI (Emerging Markets Bonds Index) en sus diversas variantes (EMBI o EMPI plus) calculado por JP Morgan.”</p>	<p>Finalmente, no debe perder de vista el participante que en caso que no se encuentre disponible la información de Reuters se tendrá como alternativa la información del doctor Damoradan.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
--	--	--

1.3 OTROS

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
General	<p>EPR: “Si bien el informe de diagnóstico que acompaña a esta propuesta establece que en el mediano plazo se tratará lo relativo a la reposición de activos es importante iniciar el proceso de revisión/aprobación de la normativa asociada. Siendo que este plazo no se ha establecido consideramos que, por la importancia de los temas, la resolución aprobatoria debe indicarlo.”</p>	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, tal como se indicó en el informe de diagnóstico, este tema será abordado en la segunda fase de la revisión integral del régimen tarifario.</p>
General	<p>EPR: “Como parte de los temas relacionados con la remuneración de las instalaciones de transmisión regional, debería incorporarse que las auditorías o estudios especiales que la CRIE requiera de los Agentes Transmisores serán remuneradas de forma separada a los componentes del Ingreso Autorizado a que tienen derecho, remuneración que se hará como ajuste al IAR una vez que se hayan ejecutado los estudios requeridos.”</p>	<p>La metodología de AOM, reconoce los recursos necesarios para el desarrollo de asesorías necesarias para una empresa eficiente, por lo tanto, no se considera atendible el comentario planteado por el participante. Adicionalmente la Regulación Regional es clara, al indicar en el numeral 15.1 del Anexo I del Libro III del RMER, que el IAR para un determinado año para el agente transmisor EPR será la suma de los IAR de cada una de sus instalaciones en operación comercial, el IAR será la suma que cubre: a) AOM, b) Servicio de la deuda, c) Valor Esperado por Disponibilidad (VEI), d) Tributos y e) Rentabilidad regulada.</p>
<p>Numeral 15.6, Anexo I, Libro III del RMER (página 60/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: “La metodología de AOM, vigente y propuesta, no contemplan remuneración por cumplir objetivos de calidad nacionales, incluso el numeral 9.4.2 del Libro III del RMER establece claramente que EPR no puede recibir doble remuneración y en consecuencia no puede estar sujeta a doble régimen de calidad. CRIE debe velar porque las interfases regulatorias satisfagan las normativas y no trasladarle a EPR una falla regulatoria.”</p>	<p>La metodología propuesta al igual que la metodología vigente de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR, establece que la EPR debe cumplir tanto con las normas nacionales del país donde opera; así como lo establecido en la Regulación Regional; en ese</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>serido los estudios de actualización realizados por la CRIE a la fecha contenían dicho aspecto, es decir, que se le ha reconocido a la EPR los montos económicos que permiten el cumplimiento de dichos objetivos, por lo que no puede pretender la EPR obviar las normativa nacional de los países en donde opera, ya que si no cumple podría estar afecto a penalizaciones que afectarían los ingresos regulados que percibe dicha empresa.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible lo planteado por el participante.</p>
<p>Numeral 15.6, Anexo 1, Libro III del RMER (página 60 y 44 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).</p>	<p>EPR: <i>"La falta del procedimiento para las auditorías técnicas o la contabilidad regulatoria no debe afectar a EPR. Por otro lado, el procedimiento debe garantizar que CRIE no coadministre a EPR en ninguna de las áreas, sea administrativa o técnica."</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se aclara que la CRIE no pretende coadministrar a la EPR. No se debe perder de vista que los ingresos que percibe la EPR son ingresos regulados, y que de conformidad con lo establecido en el Tratado Marco es facultad de la CRIE el aprobar dichos ingresos con base en los criterios establecidos en la Regulación Regional.</p> <p>Por otra parte, se señala que el hecho de no contar con una contabilidad regulatoria formalizada, es la razón por la cual se considera que la administración de la EPR debe adoptar y utilizar las normas internacionales de información financiera (NIIF), para mejorar la función financiera a través de una mayor consistencia en las políticas contables, obteniendo mayor transparencia, información consistente y comparable, mejorando la eficiencia del gasto.</p>
<p>Numeral 15.10, Anexo 1, Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: <i>"Modificar el numeral 15.10 del Anexo 1 del Libro III del RMER, el cual se leerá así: (...)</i> <i>En esta modificación indican que la EPR solamente solicitará como parte del IAR anual la rentabilidad regulada, no obstante en la propuesta de metodología de AOM se indica que anualmente se indexan los costos y la EPR lo solicita de forma anual, por lo que habría que agregar que anualmente también se solicitará la indexación del AOM."</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se aclara que el numeral 15.10 del Anexo 1 del Libro III del RMER, se refiere a que la rentabilidad que le será reconocida a la EPR, será la que la CRIE aprueba, es decir, que dicho numeral se refiere al monto que le será reconocido a la EPR, no a la periodicidad del cálculo de la rentabilidad, por lo que no es necesaria su modificación.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Numeral 9.2, Capítulo 9 Ingresos, Libro III del RMER.	ARESEP: "No se modifica nada del numeral 9.2 del Libro III del RMER, y debería revisarse porque por ejemplo ahí se establece que el AOM es un porcentaje del Costo Estándar, lo cual dejaría de ser así si se establecen los costos AOM de una empresa modelo (numeral 9.2.3 b), deben ajustarse los numerales relacionados con AOM y rentabilidad regulada según corresponda."	Al respecto de lo observado por el participante, se aclara que los numerales a los que hace referencia se refieren a las ampliaciones a riesgo con beneficio regional, en tanto que la metodología de AOM, la cual ha sido aplicada desde el año 2017, es exclusiva para la Línea SIEPAC. En virtud de lo anterior, no es atendible el comentario presentado por el participante.
Numeral 15.2, Anexo I, Libro III del RMER (página 60/144 del Anexo de la resolución CRIE-85-2019).	EOR: "Mejorar comprensión del texto 15.2 El valor de rentabilidad regulada indicada en el literal e del numeral 15.1 anterior, será determinado conforme la metodología de cálculo de la rentabilidad regulada que corresponde a la establecida en el Anexo "P" del presente libro."	+Se atiende la modificación propuesta, la cual se leerá de la siguiente manera: "15.2 El valor de rentabilidad regulada indicada en el literal e del numeral 15.1 anterior, será determinado conforme la metodología de cálculo de la rentabilidad regulada que corresponde a la establecida en el Anexo "P" del presente libro."
Numeral 9.3.5, Capítulo 9, Libro III del RMER.	CND ETESA: "No queda claro si esta asignación de los Cargos de Transmisión será solo al IAR de la EPR o al IAR del resto de las empresas de transmisión"	Se aclara que la propuesta es general y aplica para todas las instalaciones de la RTR a las que de conformidad con la Regulación Regional les corresponda un IAR. Actualmente, solo la EPR recibe IAR, sin embargo, en el futuro otras instalaciones de la RTR podrían recibir IAR.

2. OBSERVACIONES SOBRE ENERGÍA FIRME, CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS FIRMES

Precisión necesaria:

A continuación, se realiza una descripción conceptual sobre la Energía Firme (EF), los Derechos Firmes (DF) y los Contratos Firmes (CF) en el MER, para consideración conjunta con las respuestas emitidas en esta sección de la consulta pública.

La EF en el MER se asocia a la capacidad de "compromiso" que un agente de un país tiene para venderle energía a un agente de otro país (ver literales a y b del numeral 1.3.4.1 y b del numeral 1.3.4.2 del Libro II del RMER), con el objeto de abastecer una demanda física en el país de retiro (ver literal a del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER).

Por lo tanto, la EF es diferente y prioritaria sobre las energías que se transan mediante el mercado de oportunidad o el mercado de contratos no firmes y que son determinadas por los excedentes de los mercados nacionales (despachos económicos), tanto de inyección (generación no despachada nacionalmente) como de retiro (generación despachada nacionalmente disponible a reducirse), estas energías no firmes no son compromisos adquiridos antes del predespacho regional y no cuentan con respaldos específicos ante situaciones de escases o restricciones de transmisión.

Por otra parte, la función del EOR, durante la asignación de los DF, es asignar la capacidad regional de transmisión, verificando la factibilidad técnica y económica de forma simultánea entre todos los agentes de la región que cuenta con EF previamente autorizada en los mercados nacionales.

Ámbito para adquirir los instrumentos regionales para asignar la capacidad de transmisión entre dos áreas de control que cuentan con energía firme de exportación e importación (Un mes o un año antes de la operación de las transacciones firmes):

El DF regional es un instrumento para dotar al agente, que cuenta con EF autorizada, de: a) la prioridad del uso programado de la capacidad regional de transmisión en el predespacho regional y b) protección ante la volatilidad de los costos de transmisión regionales en el predespacho regional (CVT).

Los DF son asignados por el EOR a través de los procesos de asignación de DT (subasta), mecanismo de desempate entre dos o más agentes que cuentan con EF, para asignar la capacidad regional de transmisión disponible de forma simultánea y óptima.

El modelo de subastas utiliza capacidades de transmisión (COTDT), derivadas de estudios de seguridad operativa basados en escenarios de carga típicos (MCTP), donde no se han considerado criterio de firmeza o prioridad de abastecimientos, por lo tanto, este proceso se encarga de hacer una validación técnica y económica de los DF acotados por capacidades que no garantizan la firmeza de un país (compromiso), la firmeza debe ser verificada y autorizada de forma previa a este proceso de subasta por la ANC.

2.1 ENERGÍA FIRME

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Generales sobre sección A3: Modificaciones relacionadas con la Energía Firme, Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo. Generales sobre sección A3: Modificaciones relacionadas con la Energía Firme, Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto</p>	<p>COMERCIALIZADORA ORAZUL – GUATEMEL – ASCEE – ELECTRONOVA – GGUEEG – RENACE – SAN DIEGO: <i>“1) En relación con la Energía Requerida para los Contratos Firmes, después del análisis realizado a la propuesta de la CRIE, no se está de acuerdo con la identificación de una demanda y generación debido a la imposibilidad de implementar transacciones físicas en mercados financieros como el de Guatemala. Adicionalmente, se estaría limitando la oportunidad de negocio de los comercializadores debido a que necesariamente tienen que importar Energía Firme para abastecer a Distribuidoras o Grandes Usuarios, dejando por fuera la posibilidad de abastecer a otros tipos de agentes del Mercado Eléctrico Regional - MER-.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS
<p>Plazo.2. Modificaciones y/o adiciones a las definiciones del Glosario del Libro I del RMER, relacionadas con Contrato Firme y Energía Firmes; 6. Modificaciones a los literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro I del RMER; 10. Modificar el capítulo 8 del Libro II del RMER; 11. Modificar el Anexo "D" del Libro III del RMER; y 12. Adicionar al Libro III del RMER el Anexo "R" denominada: "Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de transmisión para la asignación de Derechos de Transmisión y la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) – serán validación eléctrica con MCTP."</p>	<p>2) <i>Asignación de Energía Firme -EF-. La propuesta de CRIE establece que la EF a ser asignada por la Autoridad Nacional Competente tendría prioridad en el despacho regional y debería ser abastecida por el país exportador sin considerar el despacho económico de dicho país, y recibida por el país importador sin importar el despacho económico. Esto imposibilitaría su aplicación en la mayoría de países miembros debido a que las legislaciones son claras en cuanto a que la operación de los sistemas se hace en función al despacho económico no siendo posible exportar o importar energía no sujeta al despacho económico que hace, por lo, el operador local. Es importante resaltar que el MER es un mercado de excedentes de generación y fuentes de generación, por lo tanto, la energía que en él se trata debe ser previamente sujeta al despacho económico local.</i></p> <p>3) <i>La CRIE establece que la Autoridad Nacional Competente -ANC- para registrar, autorizar o asignar Energía Firme debe de considerar criterios regionales, tales como los de seguridad, calidad, desempeño del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-, la capacidad regional, la demanda y generación disponible. Consideramos que esta propuesta estaría restringiendo y/o limitando la energía firme que puede ser asignada porque reduce el mercado de contratos firmes. Por tal razón no estamos de acuerdo con esta propuesta.</i></p> <p>4) <i>En relación con los Derechos de Transmisión -DT- se está eliminando una de las subastas anuales de Derechos de Transmisión -DT-. Esto limita las opciones que los agentes tienen para obtener DT y consecuentemente, suscribir Contratos Firmes. Se activa los precios mínimos para las subastas mensuales de DT, lo cual consideramos, es un retroceso a la libertad de participación de los agentes del MER en estos procesos.</i></p> <p>5) <i>La CRIE propone establecer precios mínimos cuando no exista competencia, definitivamente a ésta cuando haya por lo menos dos ofertas de diferentes agentes que totalicen el 100% de la capacidad de transmisión subastada. Esta propuesta implica que los agentes conocerían si se activa o no el precio mínimo de la subasta después de haber presentado sus ofertas, situación que no tiene sentido en virtud que el precio mínimo debe ser conocido previamente por parte de los agentes para antes de poder presentar o realizar la oferta.</i></p> <p>6) <i>La metodología de la determinación de los precios mínimos contempla la utilización de los datos históricos de los Cargos Variables de Transmisión -CVT-, sin embargo, estos no reflejan el costo de la capacidad de transmisión que se está subastando. Por lo cual, consideramos que el cálculo del precio mínimo debe de estar en función del costo de transmisión a ser recuperado a través de la recaudación de Derechos Firmes provenientes de las subastas. Adicionalmente, se establece que la Autoridad Nacional Competente debe tomar en cuenta varias condiciones (generación, despacho local, capacidad de porteo, etcétera) que inducirán a un decrecimiento o reducción del mercado de energía y derechos firmes, situación contraria al crecimiento gradual que se establece dentro de uno de los objetivos del Tratado Marco.</i></p> <p>7) <i>En la propuesta se corrige la situación de asignación de DF de valores negativos, indicando que cuando éstos resulten el valor asignado será 0. No obstante es necesario mejorar la corrección hecha debido a que no es congruente la compra de un DF sin costo. Es importante que por los DF subastados exista un pago que contribuya a reconocer el Ingreso Autorizado Regional -IAR-"</i></p>
<p>Numeral 8, 8.18.3 y 8.3.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín: "Adicionar un numeral (3) Los DT con un periodo de validez mayor a un año, ya que los mismos podrán permitir mayor competencia y cantidad de transacciones. Esta adición debe incluirse en los numerales 8.3.2, 8.3.3, 8.3.4, 8.3.6, 8.3.10 para SDT de DFPP, etc."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 8.13.2 del Libro III. del RMER.	INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – JAGUAR – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín: “Definir qué se entiende por “indicios de abuso de poder de mercado”, ya que el criterio puede ser muy subjetivo si no se especifica correctamente.”
Literal iii, numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER. .	ENEL GUATEMALA: “Los requisitos para calificar la energía firme están establecidos en la regulación nacional y queda en el ámbito de la Autoridad Nacional Competente. La Regulación Regional no debiera interferir con los criterios utilizados en los mercados nacionales.”
Literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1, del Libro II del RMER	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: “La propuesta de la CRIE de ordenar a la autoridad nacional competente que tenga en cuenta la “demanda final nacional identificable” dicho término se presta a confusión y discriminación en los agentes del MER ya que menciona únicamente a “demandas finales nacionales identificables especificando Distribuidoras o grandes usuarios”</p> <p><i>Esta disposición es discriminatoria ya que excluye a los agentes generadores y comercializadores para la obtención de derechos de energía firme, lo cual generaría falta de competencia en las subastas de derechos firmes, sin tomar en cuenta la característica financiera del mercado de energía regional, y además incumpliendo los fines, principios y artículos del tratado marco</i></p> <p><i>Entendemos la intención de la CRIE al proponer un criterio de selección de la Energía Firme Regional, criterio delegado a las Autoridades Nacionales Competentes, sin embargo, nos parece que se motiva la discriminación ya que agentes Distribuidores y Grandes Usuarios obtendrían trato preferencial en la Autorización de la Energía Firme en comparación a los Agentes Generadores y Comercializadores.</i></p> <p><i>Proponemos que los Agentes que obtienen Contratos en Licitaciones Públicas de Contratos de Largo Plazo (superiores a un año, contratos con demandas locales) tengan prioridad de asignación no en el momento de la obtención de la autorización de Energía Firme sino en la ejecución del Modelo de asignación de Derechos de Transmisión del EOR</i></p> <p><i>Se propone No aplicar la propuesta de modificación detallada en el numeral 6. del apartado A3 del documento “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL</i></p> <p><i>En su lugar, establecer un mecanismo de asignación para asignar Derechos de Transmisión mayores a un año para abastecimientos de Demanda Nacional mayor a un año.</i></p> <p><i>De acuerdo a la propuesta de CRIE en el numeral 1.3.4.1 del literal d) inciso iii. Que indica que la Autoridad Nacional Competente (ANC) debe hacer cumplir el criterio que “la cantidad total de energía firme asignada y solicitada de exportación o importación de un país, deberá considerar durante el período de vigencia de dicha energía las actualizaciones a las MCTP establecidas en la regulación nacional”, es decir que para no sobrepasar los límites de MCTP se le otorga inferencia a la ANC de discriminar a los agentes que puedan ser acreedores de una certificación para la participación en las asignaciones de Derechos Firmes.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>En la etapa de asignación, se busca una libre competencia y que la demanda de Derechos Firmes sea la mayor posible, inclusive sobrepasando con creces las MCTP, para que ante unas MCTP fijas que se aplique en las asignaciones, de manera que los asignados sean los agentes con las ofertas más atractivas para la maximización del IVDT."</i></p>
<p>Definición Derechos Firmes, Glosario del Libro I del RMER</p>	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: "Según la definición de Derechos Firmes en su literal a) "El derecho, pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR." Basado en esta premisa, pareciera que se vuelve una obligación declarar el Derecho Firme, ya que de no ser así se elimina la Renta de Congestión y no se realiza reintegro de los pagos de los DF.</p> <p><i>Lo anterior cambia el concepto de Derecho Firme y lo vuelve en un "Alquiler de transmisión", provocando un desbalance en el Mercado Eléctrico Regional."</i></p>
<p>Numeral 8.3.1 del Libro III del RMER...</p>	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: "En cuanto a los procesos de asignación de DF Anuales, se indica que se realice únicamente el proceso de asignación de DF anual en el mes de diciembre para el período de validez de enero a diciembre del siguiente año. Adicionalmente, se indica que la CRIE podrá autorizar períodos de validez distintos para los procesos de asignación de DT.</p> <p><i>Por tanto, la eliminación de una subasta anual en el mes de junio disminuye el dinamismo del Mercado Eléctrico Regional."</i></p>
<p>Literales c), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro I del RMER.</p>	<p>ACI – INGENIO LA UNIÓN – INGENIO SANTA ANA: "El concepto de energía firme propuesto en la modificación de RMER es incompatible con el modelo de mercado guatemalteco, que por su estructura y su funcionamiento no es posible que tenga una generación identificable de una central generadora para abastecimiento de demanda final igualmente identificable."</p>
<p>Rotundo II del Literal c) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>IC CONSULTORÍA - MERCADOS ELECTRICOS DE CENTROAMERICA- MERELEC GUATEMALA: "El Artículo 5 del Tratado establece claramente que las actividades del Mercado se realizarán entre sus agentes, los que podrán ser empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores y que los agentes podrán llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna, la compra y venta de energía eléctrica. Con la propuesta de modificación se discriminará a Generadores y Comercializadores. La CRIE no explica el porque de esta discriminación ni como ésta evita la insuficiencia financiera que busca Resolver. La propuesta de CRIE provocaría que si un Generador o Comercializador quiere ser la parte de Retiro de un Contrato Firme, estos deben de firmar contratos con Distribuidores y/o Grandes Usuarios Finales, limitándoles la competencia y excluyéndolos promoviendo que los Distribuidores y Grandes Usuarios se conviertan en oligopolios de las importaciones de Energía en un país, sin que esto asegure un beneficio a la Demanda Final.</p> <p><i>A nivel Nacional, los Mercados Spots son mercados válidos para la liquidación de Importaciones, y el beneficio de estas en dichos Mercados asegurará un beneficio directo a los Usuarios Finales, debido a la parte de dicha demanda que es abastecida en dicho mercado. El limitar la importación de energía firme sólo a los agentes distribuidores y Grandes Usuarios Finales no asegura que los beneficios de estas transacciones sean transferidos a todos los usuarios finales."</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Glosario del Libro I del RMER y numeral 8.1.2 del Capítulo 8 del Libro III del RMER.</p>	<p>IC CONSULTORÍA - MERCADOS ELECTRICOS DE CENTROAMERICA-MERELEC GUATEMALA: <i>"La Propuesta de CRIE crea una discriminación para los Generadores Renovables No Convencionales (GRNC) ya que su curva de generación no se adapta a las características de potencia del instrumento de Derecho Firme actualmente vigente en el Mercado Regional. Según la propuesta de CRIE, un GRNC que busque exportar bajo un Contrato Firme, tendrá que adquirir un sobre costo por no poder recuperar la inversión hecha en los Derechos Firmes, mediante la Renta de Congestión.</i></p> <p><i>Ya con la Propuesta de CRIE de modificación del literal bj del numeral A3.4.4.2, del anexo 3 del Libro II del RMER, que elimina el concepto de firmeza del MER, junto con la implementación del CARN mediante el Nuevo Anexo Q al RMER, se reducen los sobrecostos que generan la insuficiencia financiera RC>CMORC, por lo cual ya no es necesario discriminar a los GRNC, al hacer del Derecho Firme un instrumento que los penalice al no poder generar un misma potencia las 24 horas del día (cosa que solo pueden hacer los Generadores Térmicos convencionales).</i></p> <p><i>La asignación de los Derechos Firmes se caracteriza por ser una potencia constante las 24 horas del día, lo que definitivamente no es consistente con el comportamiento de la demanda o de la disponibilidad de las diferentes tecnologías de generación tales como el recurso renovable no convencional. No se debe pretender que un al obtener un derecho firme, el derecho asignado pueda ser utilizado las 24 horas con la potencia total, ya que las transacciones dependen del comportamiento de la demanda, la oferta y la señal de precios entre los nodos.</i></p> <p><i>Hasta que el RMER incluya características a los Derechos Firmes que le permitan adaptarse a curvas de generación diferentes a una misma potencia todo el día, no debería de eliminarse al renta de congestión como medio de recuperación de la inversión hecha por Derechos Firmes.</i></p> <p><i>La Renta de Congestión es una recuperación de la inversión realizada por los agentes al pagar los Derechos de Transmisión, los cuales son utilizados cuando las transacciones son económicamente factibles, caso contrario generaría perjuicio económico a los agentes que realizan las transacciones."</i></p>
<p>Romano iii del Literal d) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>IC CONSULTORÍA - MERCADOS ELECTRICOS DE CENTROAMERICA - MERELEC GUATEMALA: <i>"La Propuesta de CRIE afecta directa y negativamente a las Demandas Nacionales, ya que limita la competencia en las Subastas de Derechos de Transmisión, forzando artificialmente que el Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT) sea bajo y por ende que el Ingreso Autorizado Regional (IAR) deba ser recuperado mayormente por el Peaje y el cargo Complementario que son trasladados a las Demandas; lo cual va en contra del Artículo 14 del tratado que establece que la remuneración por la disponibilidad y uso de redes regionales, serán cubierta por los Agentes del Mercado. Esta limitación de la competencia en las subastas se provoca al pedir que los Autoridades Nacionales Competentes (ANC) limiten previo a la Subasta, la cantidad de Energía Firme Autorizada basados en las Máximas Capacidades de Transmisión de Potencia (MCTP). Las MCTP's si deben de servir como la limitante de Derechos de Transmisión que pueden ser asignados en el proceso de subasta que el EOR administra, pero en ningún momento deben estas limitar la cantidad de quienes van a participar en la Subasta (Limitación que es establecida por los ANC) ya que entonces la demanda por adjudicación de DT's se iguale a la oferta de forma artificial, eliminando la competencia y provocando que el precio a pagar por los agentes a los que se les adjudica los Derechos, sea un precio basado en las pérdidas y no un precio basado el ofertas de las subastas.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS
	<p>El incorporar este criterio en el análisis que será realizado por el ANC previo a la subasta establece una disponibilidad en la aplicación de este criterio de asignación, ya que el Ente Operador Regional verifica los MCTP al momento de asignar los derechos por lo que se está limitando la competencia lo que provocaría una disminución de los JTDI ofertando a la demanda nacional al incrementar el monto del Cargo Complementario que se traslada al usuario final."</p>
<p>Número 8.3.6 del Libro II del RMR.</p>	<p>IC CONSULTORÍA - MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMÉRICA- MERELEC GUATEMALA: "La CRIE debe de buscar la evolución del Mercado hacia un estado más competitivo y dinámico. Mediante su propuesta, CRIE va en sentido contrario a estos objetivos. Al eliminar oportunidades de Subastas, hace más difícil que estos procesos Regionales se adapten a las necesidades nacionales de los agentes, por ejemplo empatación la adjudicación de DT a procesos nacionales de Contratos de Largo plazo cuya vigencia no comienza en o partir de Enero del año. Más importante aún, CRIE falla en explicar por qué la eliminación de más oportunidades de Subastas Anuales, ayuda al problema de Ineficiencia Financiera $RC > CMORC$ del MER. El manejo actual de Subastas Anuales asegura que en el Semestre traslapado, los Agentes con mayor seguridad deben de pagar por los DT, los precios ofertados generan un JTDI mayor, beneficiando así a la Demanda. Mediante la propuesta de Subastas Anuales de CRIE, se hace mayor la posibilidad que los precios a pagar por los agentes sean precios de pérdidas dado que los MCTP's Netos (MCTP's comando en cuenta los DT ya originados), serán siempre los MCTP. CRIE debería de buscar implementar más períodos, buscando cubrir la disponibilidad de potencia para Derechos Fijos que no fueron adjudicados en Subastas anteriores: esto mediante la implementación de Subastas Trimestres o por lo menos Semestrales".</p>
<p>Glosario del Libro I del RMR.</p>	<p>IC CONSULTORÍA: "La propuesta de modificación del término 'Transacciones de Contratos Programadas' en el Glosario del Libro I del RMR, propone una definición vaga e indefinida, por lo que se sugiere que antes de realizar dicha modificación se replantee la nueva definición de una manera más clara."</p>
<p>Romano iv. del literal d) del numeral 1.2.4.1 del Libro II del RMR..</p>	<p>IC CONSULTORÍA: "La propuesta de CRIE corre el riesgo de asumir injerencia sobre las regulaciones nacionales con respecto al despacho nacional de energía, y de forzar que no se cumplan los objetivos nacionales de eficiencia y de costo mínimo en el despacho. Adicionalmente, la propuesta no toma en cuenta el impacto que esta tendría sobre fenómenos tales como generación forzada, o sobre la seguridad del sistema de potencia del país involucrado, es decir, que esta propuesta va en contra de lo que la reglamentación nacional obliga al ente operador nacional, en el caso de El Salvador a la Unidad de Transacciones, con respecto a asegurar el despacho nacional al mínimo costo."</p>
<p>Romano ii del Literal d) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMR.</p>	<p>MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTRO AMÉRICA: "Nos preocupa identificar que esta propuesta de CRIE es una clara discriminación contra algunos agentes del MER, y va en contra de mucho de lo establecido en el Tratado Marco y logrado en el Desarrollo del MER hasta este momento.</p> <p>Hay que recordar que el Artículo 5 del Tratado establece claramente que los agente del mercado son empresas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, así como</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Grandes Usuarios; Con la propuesta de CRIE se busca claramente discriminar a Generadores y Comercializadores, a su vez beneficiando a los Distribuidoras y Grandes Usuarios, ya que si los Generadores y Comercializadores quieren ser la Parte de Retiro de un Contrato Firme, estos tendrían que abocarse a Agentes que son Competencia bajo el mismo tratado Marco para poder cumplir ese papel. En ese sentido esta propuesta otorga a los Distribuidoras y Grandes Usuarios el poder de oligopolios para las importaciones de Energía Firme en un país, sin que esto asegure un beneficio real a la Demanda Final.</i></p> <p><i>De igual manera, La CRIE falla en explicar cómo esta propuesta claramente Discriminatoria, evitaría la insuficiencia financiera RC > CMORC que la Propuesta de CRIE busca evitar. Especialmente cuando dentro de la propuesta está ya la introducción del CARN como medida de Control frente a las limitantes impuestas en tiempo real por los OS&OM y las modificaciones al literal h) del numeral A3.4.4.2, del anexo 3 del Libro II del RMER, el cual elimina la posibilidad de sobrecostos al eliminar el concepto de Firmeza del MER, reduciendo la Energía Requerida de los Contratos Firmes.</i></p> <p><i>CRIE también debe de recordar que en los Países del MER donde existe una figura de Mercado Nacional en su sector eléctrico, existen Mercados Spots, que son también mercados legalmente válidos para la liquidación de Importaciones Firmes y No Firmes. Es tal el caso que el efecto de las importaciones liquidados en este tipo de mercado, si generan un beneficio real y probado a los Usuarios Finales, ya que su demanda también es suplida directamente por ese tipo de Mercados. Lo Contrario se puede decir de liquidar las importaciones firmes solo con las distribuidoras y grandes usuarios, ya que en el primer caso, estas trasladan a la demanda final tarifas que reguladas, que no interiorizan las eficiencias obtenidas de energía importada en el MER, y en segundo caso, beneficia a la Industria más grande que tiene la posibilidad de tener la Categoría de Gran Usuario.”</i></p>
<p>Glosario del Libro I del RMER y Numeral 8.1.2 del Libro III del RMER.</p>	<p>MERELEC DE GUATEMALA - MERCADOS ELECTRICOS DE CENTROAMERICA: “La Propuesta de CRIE no solo crea una discriminación para los Generadores Renovables No Convencionales (GRNC) frente a los Generadores Térmicos Convencionales, sino que también va en contra del objetivo de protección del medio ambiente establecido en el Artículo I del Tratado al beneficiar a los segundos sobre los primeros.</p> <p><i>Esto es así debido a que un GRNC tiene una curva de generación que no se adapta a las características de potencia constante de los Derecho de Transmisión tal como están actualmente definidos en el ROBCP y funcionando en el MER.</i></p> <p><i>Según la propuesta de CRIE, un GRNC que busque exportar bajo un Contrato Firme, tendrá que sufrir un sobre costo por no poder recuperar la inversión hecha en los Derechos Firmes que no pueda ocupar por exportación que no pueda verse respaldada por generación propia. Actualmente esta recuperación la hubiera recibido mediante la Renta de Congestión pero la propuesta de CRIE le elimina esta posibilidad. Si el GRNC desea no perder dicha inversión, se ve obligado a contratar a energía faltante de otras fuentes fuera de su competencia, como lo son Mercados de Oportunidad Nacionales/Regional u otro competidor (que tendría que ser térmico convencional), lo cual le genera al GRNC un mayor riesgo a su operación.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>Todo lo anterior los pone en dependencia clara con Generadores Térmicos Convencionales que si pueden cumplir un despacho de potencia constante las 24 horas, por ende, haciendo uso de todo el derecho adquirido y no teniendo que verse afectados por el sobrecosto mencionado o el incremento en el riesgo de sus operaciones.</p> <p>Consideramos que ya con la Propuesta de CRIE de modificación del literal b) del numeral 13.4.4.2, del anexo J del Libro II del RMER, que elimina los sobrecostos que generan la ineficiencia financiera RC>CMORC mediante eliminación del concepto de firmeza, junto con la implementación del CARV mediante el Nuevo Anexo Q al RMER, que castiga las limitaciones a las transacciones impuestas por los OSOM en tiempo real, ya no es necesario la discriminación a los GRVC y renunciar a uno de los aspectos importantes de los Objetivos del tratado, al quitar el aspecto financiero del Derecho de transmisión y eliminar toda la posibilidad futura de restituir los DFPP (Cuya naturaleza es enteramente financiera).</p> <p>Consideramos que si se tiene el objetivo de eliminar el aspecto financiero del derecho de Transmisión, este se haga hasta que el RMER incluya características a los Derechos de transmisión que les permita ser adquiridos adaptados a curvas de generación diferentes a una misma potencia todo el día. Mientras tanto consideramos que lo más acorde al tratado es la no eliminación de la tarifa de congestión como medio de recuperación de la inversión hecha por Derechos Firmes.”</p>
Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER	<p>LEONEL LÓPEZ: “Se está de acuerdo con el con el concepto de energía firme que se propone en el inciso ii), lo cual era urgente tener una definición bien establecida, donde se garantice que la energía “Firme” comprometida por un exportador sea real y no tomada de otro generador en el mercado de oportunidad. Este cambio puede ser la puerta para los Contratos Firmes de Largo Plazo y la instalación de una planta Regional”</p>
Literal iv, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.	<p>ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE: “La Regulación Regional no debiera alterar los conceptos de despacho económico establecidos en la Regulación Nacional. Las disposiciones propuestas son contrarias a los principios de Mercados Financieros, en los que las transacciones comerciales están desvinculadas del despacho económico de las unidades generadoras; en este caso, el despacho económico se basa en la optimización del uso de los recursos de generación disponibles, sin que se tengan restricciones asociadas a contratos.”</p>
Literal ii, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.	<p>ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE: “El criterio mencionado no reconoce que existen modelos de mercado financieros, donde se optimizan excedentes y los faltantes de energía para suplir una demanda. No se debe limitar la fuente de suministro a un aspecto físico ya que podría traer consecuencias adicionales al mercado nacional.”</p>
Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER	<p>AES PANAMÁ: “Importante que la Autoridad No limite las certificaciones en función de la capacidad de transferencia permitida”</p>
Literal d) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.	<p>CENERGICA EL SALVADOR: “Consideramos que el criterio de ser asignada la participación de subasta solo para agentes que demuestren tener energía firme para el abastecimiento de demandas finales, limitaría enormemente la participación de la mayoría de los agentes, ocasionando que no exista suficiente competencia en las subastas de derechos firme, otorgando además una ventaja comercial a las empresas distribuidoras de los países miembros. Creemos que esta medida está en contra de los objetivos de MER de establecer un mercado competitivo.”</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Inciso iii, literal d), Numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.	CENERGICA EL SALVADOR: “La propuesta de CRIE de introducir las MCTP, va en contra de una lógica de competencia, ya que, al buscar que la energía firme autorizada no sobrepase las MCTP, lo que se logra es asegurar la asignación sin riesgo de competencia de todo agente al cual ya le fue autorizada la Energía firme. Sería positivo que se tome en cuenta que mediante la introducción de la RECONFIGURACION en base a la metodología planteada por el EOR en el Informe IRMER-E02-2019 a la Regulación Regional, se estarían mitigando los problemas de sobrecostos que han sido experimentados en los últimos periodos. Además, estos sobrecostos se generan por la operación en tiempo real y no en el proceso de subastas de Derechos Firmes del que participan todos los agentes con energía firme autorizada. En esta etapa de subastas lo importante es que la demanda de Derechos Firmes sea la mayor posible, inclusive sobrepasando con creces los MCTP, para que ante un MCTP fijo que aplique en la subasta, los asignados sean los agentes con las ofertas más atractivas para la maximización del IVDT.”
Numeral 8.3.1 del Libro II del RMER.	CENERGICA EL SALVADOR: “Incluir la figura de DT con un período de validez mayor a un año, ya que los mismos podrán permitir mayor competencia y cantidad de transacciones. Esta adición debe incluirse en los numerales 8.3.2, 8.3.3, 8.3.4, 8.3.6, 8.3.10 para SDT de DFPP, etc.”
Numeral 8.3.1 Libro III del RMER.	<p>EDECSA: “En cuanto a los procesos de asignación de DF Anuales, se indica que se realice únicamente el proceso de asignación de DF anual en el mes de diciembre para el período de validez de enero a diciembre del siguiente año. Adicionalmente, se indica que la CRIE podrá autorizar periodos de validez distintos para los procesos de asignación de DT.</p> <p>Bajo las previas anteriores y tomando en consideración la propuesta de eliminación de Renta de Congestión cuando no se declara un CF, se genera la siguiente observación.</p> <p>CRIE busca crear un mercado en el cual los Derechos Firmes sean un instrumento para hacer transacciones de energía firme DF. Contrario a lo que indica el RMER, en donde otorga a los titulares de los DF el “derecho” y no la “obligación” de utilizarlo a través de un CF, la CRIE propone 1) Disminuir el dinamismo del mercado a través de la eliminación de una subasta anual y, al mismo tiempo, 2) Eliminar la Renta de Congestión para la energía no declarada, es decir, “colapsar” la línea de transmisión. Los dos puntos anteriores dejan en ventaja competitiva a las tecnologías de generación con recurso primario no renovable. Tal cual se propone, los titulares de los DF que pretenden responder su suministro con energía solar, biomasa eólica, hidroeléctrica, etc., serían penalizados al no declarar el CF, absorbiendo el costo de asignación del DF, sin poder rentabilizar la inversión a través de la Renta de Congestión, lo cual es una señal negativa para los inversores.</p> <p>Por lo tanto, se propone: No seguir la línea de transmisión y respetar la componente financiera de los DF, ya que la reconfiguración de la Energía Requerida de los CF garantizará la suficiencia financiera del MEP. Los límites, con validez hasta que se aumente la flexibilidad de asignación de los DF: trimestrales, semestrales o anuales por bandas horarias, necesario sobre el cual todos los participantes puedan ofertar en la subasta de DF de acuerdo a su tecnología y período de suministro.</p>

PROPLESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>AL MISMO TIEMPO, debería proporcionarse una herramienta financiera para mitigar riesgos de CMORC, es decir, activarse los Derechos Financieros Punto a Punto (con las modificaciones correspondientes para que su operación no genere insuficiencia financiera en el MER). De esta manera, la CRIE no dejaría al MER sin mecanismos que promuevan el dinamismo del mercado por un tiempo prolongado, tal como ocurrió con el período de evaluación de las propuestas presentadas en la presente consulta pública."</i></p>
<p>Inciso ii, literal c), Numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>EDECSA: <i>"La propuesta de CRIE para el inciso ii, del numeral 1.3.4.1 indica la restricción de adquirir un Contrato Firme únicamente a Agentes del MER que puedan respaldar el uso de energía firme para el abastecimiento de demandas finales nacionales identificables, representa únicamente un beneficio a las empresas distribuidoras, al ser los mayores acumuladores de carga nacionales. Incluso implementando esta medida, no garantiza la declaración del CF en todo momento, pues como saben, los contratos se optimizan financieramente en dependencia de condiciones de mercado alternativa."</i></p>
<p>Inciso iii, literal d), Numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>EDECSA: <i>"De acuerdo a la propuesta de CRIE en el numeral 1.3.4.1 del literal d, indica que la Autoridad Nacional Competente (ANC), debe hacer cumplir el criterio que "la cantidad total de energía firme asignada y solicitada de exportación o importación de un país, deberá considerar durante el período de vigencia de dicha energía las actualizaciones a las MCTP establecidas en la regulación nacional", es decir que para no sobrepasar los límites de MCTP se le otorga injerencia a la ANC de discriminar a los agentes que puedan ser acreedores de una certificación para la participación en subastas regionales. En la etapa de subastas, se busca una libre competencia y que la demanda de Derechos Firmes sea la mayor posible, incluso sobrepasando con creces los MCTP, para que ante un MCTP fijo que se aplique en la subasta, los asignados sean los agentes con las ofertas más atractivas para la maximización del FDT."</i></p>
<p>Inciso iv, literal d), numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>EDECSA: <i>"La propuesta de CRIE en el numeral 1.3.4.1 del literal d) inciso iv), puede asumirse como injerencia sobre las regulaciones nacionales con respecto al despacho nacional de energía, forzando a que no se cumplan los objetivos nacionales de eficiencia y de costo mínimo en el despacho. Adicionalmente, la propuesta no toma en cuenta el impacto que esta tendría sobre fenómenos tales como generación forzada, o sobre la seguridad del sistema de potencia del país involucrado, es decir, que esta propuesta va en contra de lo que el derecho interno de un país puede obligar al Operador del Sistema y del Mercado."</i></p>
<p>Rotario iii, literal d), Numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>CEL: <i>"Para el proceso de autorización de energía no debería de considerarse la importación, sino que solamente la energía firme para exportación, ya que para el caso de importación, la optimización de la intención de compra se realiza en el proceso de asignación realizado por el EOR y no en la instancia de la ANC.</i></p> <p><i>Los criterios que se establecen en la propuesta para que las ANC definan la energía firme es una "pre-subasta" lo que limitaría la competencia, por otra parte las ANC no cuentan con información referente a los CFs, precios de DT ofertados, incluso si los mismos van a ser parcial o totalmente ofertados, etc.</i></p> <p><i>La energía firme que puede ser asignada, dependerá del proceso que efectúe el EOR en el proceso de asignación ya que el que cuenta con toda la información completa en el momento de ejecución de la asignación, y por lo tanto es el EOR el que debe desempatar las ofertas considerando aspectos técnicos y económicos para lograr mayor beneficio para el MER, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad, en el proceso de asignación de DT, para limitar ahí la asignación en función de las capacidades máximas de importación y exportación, teniendo pleno conocimiento de los precios de las ofertas de compra de DT para hacer más eficiente el Mercado de Derechos de Transmisión."</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Literal b) Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.	<p>CEL: <i>"Con el objetivo de tener en una sección autocontenida todas las reglas relacionadas con las reconfiguraciones de Derechas de Transmisión, es necesaria la creación de un Anexo específico, lo cual permite su adecuada interpretación y ejecución.</i></p> <p><i>El literal b) del A.3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER debe considerar que el recorte de DFs se realice en los modelos matemáticos del EOR, de forma óptima."</i></p>
Literal a) del A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER.	<p>CEL: <i>"Los CF por su naturaleza tienen la máxima prioridad de abastecimiento, es necesario antes eliminar las partes físicas de aquellos contratos que no tienen esta característica de firmeza."</i></p>
Literal i, Numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.	<p>AMM: <i>"El concepto de firmeza que se utiliza, le da al comprador la facultad de decidir si requiere o no la energía del contrato, lo cual resta firmeza a la transacción afectando negativamente al vendedor. Esta facultad no es equitativa y es discriminatoria. Asimismo, el criterio indicado en la última frase no es consecuente con el concepto de firmeza que se utiliza en los Mercados Mayoristas de Energía Eléctrica, porque desdice el propósito de una contratación firme en el que se garantiza el abastecimiento de energía pero a cambio de una contraprestación.</i></p> <p><i>Esto, a su vez, desincentiva la participación de vendedores en los procesos de subastas.</i></p> <p><i>La competencia, conforme el Tratado Marco, es un principio que impone garantizar libertad en la prestación del servicio, con base a reglas objetivas, transparentes y, sobre todo, no discriminatorias. (art. 3j)</i></p> <p><i>A su vez, se vulnera el artículo 2, literales b, c y f del Tratado Marco.</i></p> <p><i>"Debe tener la máxima prioridad de abastecimiento en el MER, contando con un carácter prioritario sobre las energías no firmes regionales, y por su calidad debe ser obligatoriamente abastecida en el nodo de retiro solicitado, en función del requerimiento del agente comprador."</i></p>
Literal ii, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.	<p>AMM: <i>"El Tratado Marco establece un régimen regulatorio para el MER. Cualquier disposición que exceda el MER, está fuera del ámbito del Tratado Marco. En tal sentido, es inadmisibles que el texto propuesto imponga disposiciones invasivas a los mercados nacionales (a sus principios basados en legislación nacional). Tal es el caso de la forma de ejecutar los despachos económicos nacionales. Esa extralimitación es inaplicable e inadmisibles.</i></p> <p><i>Son los gobiernos y no la CRIE los que procurarán que el MER evolucione; esa atribución está delimitada por el artículo 6 del Tratado Marco.</i></p> <p><i>El artículo 32 del Tratado Marco establece que la atribución propia de los Gobiernos, de definir su gradualidad. La disposición que pretende imponerse, se arroga una atribución de los Gobiernos.</i></p> <p><i>Debe de ser asignada a los agentes que demuestren que utilizarán la energía firme para el abastecimiento de demandas finales nacionales identificables (Distribuidores o grandes usuarios) y que demuestren que la energía firme provendrá de recursos de generación identificables."</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Literal iii, Numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER</p>	<p>AMM: "Los criterios y procedimientos para determinar la firmeza de la energía están establecidos en la Regulación Nacional de cada país miembro, según su Derecho Interno. La propuesta no debe interferir en el cumplimiento de requisitos nacionales para determinar la firmeza de la energía asociada a los contratos del MER.</p> <p>Son los gobiernos y no la CRIE los que procurarán que el MER evolucione; esa atribución está delimitada por el artículo 6 del Tratado Marco.</p> <p>El artículo 32 del Tratado Marco establece la atribución propia de los Gobiernos, de definir su gradualidad. La disposición que se propone, asume una atribución de los Gobiernos.</p> <p>La cantidad total de energía firme asignada y solicitada de exportación o importación de un país deberá considerar, durante el periodo de vigencia de dicha energía, los requerimientos establecidos en su regulación nacional y al menos el cumplimiento de los CCSD nacionales, las actualizaciones a las MCTP establecidas en la Regulación Regional, la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos la demanda máxima de cada sistema nacional, los mantenimientos programados, la estacionalidad y los contratos regionales y nacionales."</p>
<p>Literal iv, del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>AMM: "El Tratado Marco establece un régimen regulatorio para el MER. Cualquier disposición que afecte el MER, es fuera del ámbito del Tratado Marco. En tal sentido, es inadmisión que el texto propuesto imponga disposiciones a los mercados nacionales en sus principios basados en legislación nacional. Tal es el caso de la forma de generar los despacho económicos nacionales. Esa atribución es inaplicable e inadmisible.</p> <p>Son los gobiernos y no la CRIE los que procurarán que el MER evolucione; esa atribución está delimitada por el artículo 6 del Tratado Marco.</p> <p>El artículo 32 del Tratado Marco establece que la atribución propia de los Gobiernos, de definir su gradualidad. La disposición que pretende imponerse, se arroja una atribución de los Gobiernos.</p> <p>El artículo 5 del Tratado Marco establece que son los Gobiernos y no la CRIE, los que pueden establecer condiciones para el desarrollo plantas de generación regionales.</p> <p>La Energía firme debe considerarse como un recurso adicional de generación que para el país exportador al país importador, sin que esta se vea afectada por el despacho económico de dichos países."</p>
<p>Recurso I, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.</p>	<p>CUESTIONARAS: "Los Mercados Eléctricos competitivos en la región hacen su operación en un Despacho Económico de Carga que considera la optimización de los recursos energéticos a nivel como operatividad para el abastecimiento de la demandada nacional y regional, por lo que esta propuesta plantea un principio económico fundamental de los mercados miembros del MER al considerar la obligatoriedad de abastecimiento de la transacción sin considerar los elementos económicos del "mercado como operativo".</p> <p>Por otra parte, el criterio de discrecionalidad que se expresa en la última frase "En función del requerimiento del agente comprador" no es compatible con el concepto de firmeza que se utiliza en los Mercados Unificados de Energía Eléctrica, pues elimina la reciprocidad e igualdad en la transacción al otorgar un poder dominante al agente comprador del Contrato Firme, cuando la reserva establece claramente que ambas Partes gozarán de los mismos derechos.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Concluimos que los cambios propuestos por CRIE al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional en la Consulta Pública 06-2019 contravienen la siguiente estructura de Ley nacional y Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central:</i></p> <p><i>Constitución (52) Política de la República de Guatemala</i> <i>Libertad de Acción (Art. 7)</i> <i>Propiedad Privada (Art. 43)</i> <i>Protección al Derecho de Propiedad (Art. 49)</i> <i>Libertad de Industria, Comercio y Trabajo (Art. 43)</i> <i>Principios de Régimen Económico y Social (Art. 176)</i> <i>Obligaciones del Estado (Art. 179)</i> <i>Prohibición de monopolios (Art. 180)</i> <i>De las relaciones internacionales (Art. 179)</i> <i>De la comunidad centroamericana (Art. 180)</i></p> <p><i>Ley general de Electricidad de Guatemala</i> <i>Principios Generales (Art. 1)</i> <i>Operación y Explotación de las Instalaciones de Generación, Transporte, y Distribución de Electricidad (Titulo III, Art.44)</i></p> <p><i>Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central</i> <i>Objeto (Art. 1)</i> <i>Fin del Tratado (Art. 2)</i> <i>Principios (Art. 3)</i> <i>Mercado Eléctrico Regional (Art. 4)</i> <i>Actividades del Mercado (Art. 5)</i></p> <p><i>Ante tal situación que observamos, solicitamos a CRIE reflexionar sobre los cambios que propone ya que los mismos no solo trastocan el modelo del Mercado Eléctrico Nacional en Guatemala, el cual ha sido muy efectivo para el desarrollo del país así como varios artículos constitucionales que harían inviable la ejecución de los cambios. Esto sin perjuicio que las violaciones constitucionales se replican para el resto de jurisdicciones de los países miembros, quienes comparten los mismos principios de libertad de acción, propiedad privada, libertad de industria, comercio y competencia y seguridad jurídica.”</i></p>
<p>Romano ii, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.</p>	<p>CUESTAMORAS: <i>“Esta es sin duda una de las grandes incompatibilidades de la propuesta ya que obvia la existencia y uso de modelos transaccionales financieros así como el balance de los excedentes y faltaste en un mercado Spot, propios de las dinámicas de los mercados domésticos de los países miembros del MER (con excepción de dos mercados). Suponer la demostración que el recurso provendrá de generación identificable perjudica la metodología utilizada a la fecha en las transacciones, así como limita el ejercicio comercial, financiero y operacional de los Agentes del Mercado, al restringirle al generador los volúmenes</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>que puede negociar en contratos bilaterales en su jurisdicción, y negarles utilizar los distintos modelos de contratación que las legislaciones nacionales les permiten para optimizar su operación.</p> <p>La redacción sugiere que las transacciones entre Comercializadores ya no serían viables dentro de la figura de los Derechos Firmes en los casos que éstos quisieran utilizar la energía para otra cosa que no sea abastecer a las demandas finales nacionales identificables, lo que sugiere limitar su metodología de operación y convertir la misma en inviable e innecesaria.</p> <p>El concepto ""demandas finales nacionales identificables"" promueve la arbitrariedad y la asignación de un poder dominante a dos Agentes de Mercado (Distribuidoras y Grandes Usuarios) contraviniendo los principios de reciprocidad e igualdad que toda normativa debe vigilar. Así mismo, convierte a los Mercados Spot en irrelevantes para las transacciones internacionales, limitando la facultad para transar excedentes y faltantes."</p>
<p>Romano iii, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.</p>	<p>CUESTAMORAS: "No es función de la normativa regional interferir con los criterios utilizados en los mercados nacionales que han promovido la participación activa de los Agentes en Derechos Firmes. Actualmente los OS-OM ya toman en cuenta los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño que las normativas establecen, pues así lo manda la legislación aplicable. Sin embargo, es importante mencionar que las Autoridades Nacionales Competentes tiene funciones y facultades reguladas por sus normativas nacionales las cuales incluyen los requisitos de calificación de la energía firme, por lo que modificar esta metodología a través de Regulación Regional es inviable y claramente violatoria al proceso legislativo de cada jurisdicción, sin mencionar que el concepto de energía firme que la propuesta declara limita las transacciones y el libre ejercicio comercial de los Agentes del Mercado.</p> <p>Al igual que el comentario anterior, la línea de esta propuesta obvia la existencia y uso de modelos transaccionales financieros así como el balance de los excedentes y faltas de energía en un mercado Spot, propios de las dinámicas de mercado domésticos de los países miembros del MER (Con excepción de dos mercados).</p>
<p>Romano iv, Numeral 1.3.4.1 del libro II del RMER.</p>	<p>CUESTAMORAS: "El Derecho Firme si bien lleva consigo el derecho preferente de la utilización de las redes de transmisión, no debe suponer que el país receptor (país de retiro) pueda disponer libremente de él, pues debe respetarse el Despacho Económico de Carga del país exportador, pues el OS-OM tiene la obligación de considerar la optimización de los recursos energéticos a mínimo costo operativo. La normativa regional no puede, en ningún momento, saltarse para obligatorios de las jurisdicciones nacionales de los países miembros, y mucho menos obligar a los OS-OM a despachar fuera del principio del mínimo costo.</p> <p>La propuesta pareciera no contemplar las características de la energía eléctrica, principalmente que es un producto limitado y que está sujeto a las estacionalidades propias de la región. Esta propuesta al determinar que el recurso no se vea afectado por el despacho económico de los países contratante la solución que el mismo mercado ofrece para el balance transaccional: la optimización estacional nacional."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.	<p>CND ETESA: "El punto d) será solo para agentes de demanda puros (distribuidoras y Grandes Clientes) esto parece que es para participar en las licitación de cada país. Como está redactado se puede entender que la generación que se vaya a comprometer es la planta física es como si la planta es del país comprador y no sería considerada en el predespacho nacional, la regulación nacional en estos momentos no permite esta situación. Otro punto es que no pueden participar los generadores para reemplazar generación nacional como lo hacen actualmente? También hay que definir el nodo físico con mucha anticipación para la participación en las subastas de DF. Consideramos que este tema debe ser discutido y explicado como más detalle para entender su alcance y su implicación normativo a nivel nacional"</p>
Último párrafo al literal c) del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER.	<p>CND ETESA: "Se debe verificar en el predespacho que ninguna oferta mayor a la oferta de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF sea despachada para suplir el CF. En estos casos la oferta tope debe ser esa oferta".</p>
Numeral 1.3.4. del Libro II del RMER	<p>HIDRO XACBAL:</p> <p>"En Guatemala el mercado es financiero, basado en un despacho económico, por lo que cambiar a un mercado físico implicaría cambiar el modelo de mercado</p> <p>La palabra "deberá" implicará que lo que indica el párrafo, esté lo suficientemente específico como para que no exista contradicción i) ni con la normativa local, ii) ni con el mismo RMER; por lo que sugerimos que se sustituya por la palabra "podrá" para que pueda ser un desarrollo gradual</p> <p>En Guatemala el mercado es financiero, basado en un despacho económico, por lo que cambiar a un mercado físico implicaría cambiar el modelo de mercado</p> <p>Para el caso de Guatemala, según el Art. 33 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se establece que el despacho es financiero basado en un despacho económico y no físico, por lo que el concepto de despacho físico no cabe dentro de la regulación nacional. Por lo que la Energía Firme debe estar "respaldada" por una unidad generadora asegurando que se tenga un respaldo para dicha energía firme.</p> <p>Se debe tener un periodo de armonización en el caso en que los criterios a considerar no estén en concordancia con lo requerido</p> <p>La energía firme es parte del despacho económico de cada país exportador, por lo que la misma no puede ser considerado "afuera" del despacho económico. Para el caso de Guatemala dicho concepto no existe, ya que el Mercado guatemalteco se basa en un Despacho Económico como lo establece el Art. 33 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista"</p> <p>PROPUESTA:</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>"ii) Debe ser asignada a los agentes que demuestren que utilizarán la energía firme para el abastecimiento de demandas finales nacionales identificables (Distribuidoras o grandes usuarios) y que demuestren que la energía firme provenirá estará respaldada por recursos de generación identificables.</i></p> <p><i>iii) la cantidad total de energía firme asignada y solicitada de exportación o importación de un país, deberá considerar durante el período de vigencia de dicha energía, al menos el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño nacionales, las actualización a las MTCP establecidas en la Regulación Regional, la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los mantenimientos programados, la estacionalidad y los contratos regionales y nacionales existentes</i></p> <p><i>iv) La energía firme debe considerarse como un recurso adicional de generación que pasa del país exportador al país importador, sin que esta se vea afectada por el despacho económico de dichos países."</i></p>
<p>Numeral 8.5.5 del Libro III del RMER.</p>	<p>ICE: <i>"Este artículo define una sanción desproporcionada al agente, la cual debería ser atendida tal como lo establece el II Protocolo. Se recomienda una vigencia de la sanción que coincida con el plazo de prescripción que establece el artículo 33 del Protocolo que es de 12 meses. Se aclara que de no aplicarse esta modificación, la sanción no prescribe considerándose un castigo extremo, y el agente al estar obligado a presentar garantías por el 100% estaría siempre en una desventaja competitiva con el resto de los agentes convirtiéndose en una discriminación que va en contra de las premisas del MER.</i></p> <p>Propuesta: <i>8.5.5 El Agente que incumpla el pago por una asignación de DT y solicite DT en convocatorias posteriores, deberá presentar garantías por el 100% del total del valor de la oferta de compra de DT. Esta condición se mantendrá vigente por un periodo de 12 meses."</i></p>
<p>Numeral 8.5.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>ICE: <i>"Dada una garantía de participación, la ejecución de la misma por la falta de no pago del DT asignado no debería superar el monto máximo de la sanción que establece el artículo 38 del II Protocolo el cual indica que no puede superar los \$200 mil dólares .</i></p> <p>Propuesta: <i>8.5.4 Si el agente adjudicatario no realiza el pago del DT asignado conforme se indica en los numerales 8.5.1 y 8.5.2 así como la garantía indicada en el párrafo anterior, el EOR procederá con la ejecución de la garantía de la solicitud de compra de DT hasta por un máximo de 200 mil dólares de los Estados Unidos de América y anulará la asignación de los DT que incumplan el pago, notificando a la CRIE de tal situación. La publicación de los DT adjudicados se actualizará indicando la anulación de los derechos asignados y el motivo."</i></p>
<p>Literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER</p>	<p>EOR: <i>"Una vez sea aprobada la resolución se debe verificar los cambios con relación a la propuesta sometida a consulta pública. De existir cambios, se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recurso necesario para las siguientes tareas:</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<ul style="list-style-type: none"> - Preparación del TDR definitivo. - Análisis de los cambios al sistema. - Desarrollo de la Mejora. - Pruebas, validación y certificación de la mejora. - Puesta en Producción."
<p>Literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER</p>	<p>SIGET:</p> <p><i>"Los principios establecidos en los romanos i e iv del literal d) tienen un carácter operativo por lo que no deberían formar parte de los criterios que la ANC debe tomar en cuenta para autorizar las energías firmes, en el sentido de que, una vez que se registra un contrato firme regional, quien garantiza la prioridad de la energía declarada o requerida en el predespacho regional y la obligatoriedad de abastecimiento según lo requerido por el agente comprador es, de conformidad con las reglas contenidas en el RMER, el EOR y no la ANC.</i></p> <p><i>Además, la mayoría de los principios establecidos en los mencionados romanos i e iv están ya incorporados en otras secciones del RMER y no se considera necesario repetirlos.</i></p> <p><i>Por ejemplo, el principio de máxima prioridad de abastecimiento al que hace referencia el romano i, está ampliamente establecido en distintas secciones del RMER: 1.3.4.4 Predespacho del Libro II, A3.2.1.2 y A3.4.4.2 del Anexo 3 Predespacho y Posdespacho Regional:</i></p> <p><i>"c) Los Contratos Firmes regionales tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER, la energía requerida por el comprador de dichos contratos sólo podrá ser reducida en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales"</i></p> <p><i>"A3.2.1.2 Para el Predespacho y el Redespacho</i> <i>(...)</i> <i>(c) Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR. La diferencia entre la energía declarada y la energía requerida no es considerada en el predespacho ni en el redespacho, pero sí en las conciliaciones de los Contratos Firmes;</i> <i>(d) Implementar la prioridad de atención de Contratos Firmes"</i></p> <p><i>A3.4.4.2 Contratos Firmes</i></p> <p><i><u>El modelo de Contratos Firmes debe considerar que en el predespacho regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El EOR verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los Contratos Firmes en el predespacho, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la RTR y por el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.</u></i></p> <p><i>Asimismo, el principio de que "la energía firme debe considerarse como un recurso adicional de generación que pasa del país exportador al país importador", al que se hace referencia en el romano iv, ya está estipulado en la letra b) del numeral 1.3.4.1. del Libro II del RMER, la cual establece:</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>"b) La energía vendida en un Contrato Firme regional hará parte de las transacciones del MER y será considerada como energía firme en el país donde se ubica el nodo de retiro de la parte compradora. La energía comprometida en un Contrato Firme regional no podrá ser comprometida en un contrato nacional"</i> (Subrayado suplido).</p> <p><i>Sin embargo, el romano iv propuesto establece otro componente cuyo sentido no es claro, pero con el que pareciera que se pretenden obtener efectos adicionales a lo que ya se encuentra establecido en el RMER, cuando se menciona que la energía firme no debe verse "afectada por el despacho económico de dichos países" (en referencia a los países exportador e importador). Pareciera que con esa sola frase se quisiera forzar a que las transacciones de contrato firmes sean siempre de naturaleza física, independientemente de las condiciones imperantes en los países exportador e importador y obviando la posibilidad de que los contratos puedan abastecerse financieramente.</i></p> <p><i>Al igual que para los otros principios mencionados, no se considera razonable que esa instrucción forme parte de los criterios que la ANC debe tomar en cuenta para la autorización de energía firme, pues tiene que ver con aspectos operativos que no necesariamente están bajo el control de la ANC, por lo que se estima que, por el lugar en el que esa modificación se añadiría en el RMER, ésta no tendría ningún efecto, más que ser un simple recordatorio a la ANC sobre reglas de carácter general contenidas en el RMER. Para que tuviera efecto, debería plantearse como una modificación - aunque con el detalle suficiente para que no haya ambigüedades respecto a su significado - en la sección del RMER en la que se norma lo relacionado con el predespacho regional, por ejemplo, en el numeral 1.3.4.4 del Libro II.</i></p> <p><i>En todo caso, se considera que ese principio no sería concordante con otras disposiciones del RMER que se relacionan con la elaboración del predespacho regional, pues el despacho de los contratos firmes surge de la interacción del predespacho regional con el predespacho nacional, y claramente las condiciones de este último incidirán sobre el primero, además de que eventualmente el OS/OM nacional debe tomar decisiones operativas para velar por el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Confiabilidad y Desempeño. Además, se estima que ya el RMER contiene suficientes disposiciones que van en la línea de que se le otorgue prioridad al despacho de los contratos firmes.</i></p> <p><i>Por lo anterior, se recomienda eliminar los romanos i e iv de la redacción propuesta de letra d) del numeral 1.3.4.1., puesto que no representan criterios específicos para la autorización de Energía Firme por parte de las ANC, los cuales deberían relacionarse con condiciones propias del sistema nacional: capacidad de generación, demanda máxima, reservas, etc. Lo especificado en los romanos i e iv más bien representan principios generales, uno de los cuales no es lo suficientemente claro, y los demás ya están contenidos en el RMER por lo que forman parte de las reglas bajo las cuales operarán los contratos firmes posteriormente a la autorización de la energía firme emitida por las ANC.</i></p> <p><i>Por otra parte, en el caso de la convocatoria para un proceso anual de Derechos Firmes, se tiene la interrogante sobre la forma en la que la ANC podría tomar en cuenta lo referente a las actualizaciones de las MCTP en el proceso de autorización de las energías máximas - ya que se menciona que para determinar la cantidad de energía firme la ANC " (...) deberá considerar durante el periodo de vigencia de dicha energía, al menos el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño nacionales, las actualizaciones a las MCTP establecidas en la Regulación Regional (...), pues caben diversas interpretaciones, por ejemplo, en el supuesto de que se puedan establecer límites de carácter mensual:</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<ul style="list-style-type: none"> • <i>La energía firme que debe autorizar la ANC (sumatoria de las energías máximas autorizadas entre los PMs nacionales) no debe exceder al mayor valor mensual de las MCTP del año de la subasta de derechos firmes regionales, o</i> • <i>La energía firme que debe autorizar la ANC (sumatoria de las energías máximas autorizadas entre los PMs nacionales) no debe exceder al menor valor mensual de las MCTP del año de la subasta de derechos firmes regionales. Debe tomarse en cuenta que esta opción minimizaría el volumen de transacciones de contratos firmes drásticamente y volvería irrelevante la determinación de límites mensuales de asignación de derechos firmes.</i> <p><i>Una alternativa adicional es que si el OS/OM del país exportador o importador considera que los límites de asignación de derechos firmes en una subasta específica establecidos por el EOR son adecuados y consistentes con las MCTP actualizadas, se pueda autorizar un volumen de potencia superior a los límites determinados, en el entendido de que será en la subasta que realice el EOR, donde en definitiva se asegurará el cumplimiento de todos los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y las MCTP de todas las áreas de control, y adicionalmente, es en esa instancia que se podrá realizar la limitación de las energías solicitadas (derechos) por cada Agente Regional, ya que la adjudicación de los DI se realiza mediante una optimización económica de las solicitudes de derechos firmes, sujeta o restringida al cumplimiento de criterios técnicos. De esa manera como parte del análisis se habrían tomado en cuenta "las actualizaciones a las MCTP establecidas en la Regulación Regional", aunque como resultado justamente de esa consideración, se autorizara al final una energía firme total mayor que la que se deduce de las MCTP actualizadas. Esta alternativa es la que se recomienda, pues es la que maximiza las posibilidades de adjudicación de derechos firmes en las subastas realizadas por el EOR.</i></p> <p><i>La aclaración que se le solicita a la CRIF, va en la dirección de evitar posibles inconvenientes de aplicación de los criterios regionales, como lo señalado en el numeral 8 Energía Firme del "Informe de Diagnóstico Extraordinario - Revisión Integral del RMER - Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional", que se cita a continuación:</i></p> <p><i>"No obstante lo anterior, en la práctica se ha identificado que en muchos casos las energías firmes han sido autorizadas, sin tomar en cuenta lo establecido en el numeral 2.1 del Anexo A de la resolución CRIF-07-2017, la cual establece que: "(...) la Energía Firme será la máxima energía correspondiente a los contratos que el regulador nacional o la entidad nacional competente registre, autorice o certifique, según corresponda, en el país de retiro al agente habilitado en su país y en el país de inyección al agente habilitado en su país, <u>pudiendo tener en cuenta la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los requerimientos de reserva y los contratos regionales y nacionales existentes</u>" (subrayado y negritas son propios), <u>la no aplicación del texto subrayado del artículo 2.1 por las autoridades, ha causado que se desvirtúen los fines para los cuales fueron concebidas las energías firmes en el diseño del MER, en donde la firmeza estaba asociada a un compromiso de los sistemas exportador e importador, ante los requerimientos del agente comprador.</u>" (Texto en negrita propio).</i></p> <p><i>En consistencia con lo anterior, se recomienda que la CRIF, previamente al proceso de asignación de los Derechos Firmes que realiza el EOR, <u>verifique el cumplimiento de los criterios que ha establecido para la</u></i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>determinación de la energía firme, lo cual es un requerimiento menos exigente respecto a lo que actualmente está establecido en el RMER, que la CRIE debería de calcular y autorizar las energías firmes solicitadas por los agentes, como se transcribe a continuación:</p> <p>"f) La CRIE, en coordinación con el FOR, la entidad reguladora y el OS/OM de cada país, calculará la cantidad de energía firme que puede ser transada en contratos regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país." (letra "f" del numeral 1.3.4 Contratos Firmes antes referido).</p> <p>Finalmente, se observa que con el criterio ii se busca reforzar la figura de contratos firmes de forma tal que esas transacciones sean firmes tanto del lado de las inyecciones como de los retiros, siendo el caso que bajo la concepción original del RMER la obligación de la firmeza recae especialmente sobre las inyecciones.</p> <p>Respecto a los retiros existen conceptos tales como "energía declarada" o "energía requerida" a través de los cuales, está previsto que la parte compradora de los contratos firmes pueda disponer de cierta flexibilidad al momento de programar sus transacciones de contratos firmes.</p> <p>En adición a lo anterior, se observa que el criterio ii es discriminatorio en contra de los comercializadores, pues solamente se autorizaría a distribuidoras o grandes usuarios a participar en las subastas de derechos firmes, lo cual tiene dos inconvenientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducir el número de potenciales agentes regionales solicitantes de Derechos Firmes, puede conllevar que el proceso de asignación de derechos no sea competitivo. • Se excluye la posibilidad de que comercializadores a los que en El Salvador u otros países se les ha adjudicado, a través de una licitación, un contrato de abastecimiento de largo plazo de hasta cinco años, puedan participar en las subastas pese a que estos agentes tendrían una demanda concreta e identificable (dado que abastecerían parte de la demanda de las distribuidoras). <p>Por lo anterior, se solicita que no se incluya el romano ii como criterio que deban tomar en cuenta las ANCs para autorizar las solicitudes de energía firme.</p> <p>Líterales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II</p> <p>"d) La Energía Firme que soliciten los agentes del mercado, será registrada, autorizada o certificada según corresponda, por el regulador nacional o la Autoridad Nacional Competente para determinar Energía Firme (ANC) que el regulador nacional designe para este fin, del país de retiro y del país de inyección, teniendo en cuenta los siguientes criterios generales:</p> <p>i. <u>Debe tener la máxima prioridad de abastecimiento en el MER, contado con un carácter prioritario sobre las energías no firmes regionales, y por su cantidad debe ser obligatoriamente abastecida en el nodo de retiro solicitado, en función del requerimiento del agente comprador.</u></p> <p>ii. <u>Debe ser asignada a los agentes que demuestren que utilizarán la energía firme para el abastecimiento de demandas finales nacionales identificables (Distribuidoras o grandes usuarios) y que demuestren que la energía firme provendrá de recursos de generación identificables.</u></p> <p>iii. <u>La cantidad total de energía firme asignada y solicitada de exportación o importación de un país, deberá considerar durante el periodo de vigencia de dicha energía, al menos el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño nacionales, las actualizaciones a las MCTP establecidas en</u></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>la Regulación Regional, la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los mantenimientos programados, la estacionalidad y los contratos regionales y nacionales existentes.</i></p> <p><i>iv. La energía firme debe considerarse como un recurso adicional de generación que pasa del país exportador al país importador, sin que esta se vea afectada por el despacho económico de dichos países.</i></p> <p><i>El regulador nacional, deberá notificar por escrito a la CRIE con copia al EOR, la designación de la ANC y sus cambios, publicándolo en su página web."</i></p> <p><i>"e) La cantidad de energía que un agente del mercado puede vender o comprar en un Contrato Firme estará limitada por:</i></p> <p><i>i. La cantidad de energía firme registrada, autorizada o certificada por el regulador nacional o la ANC del respectivo país, conforme al literal d) anterior; y por</i></p> <p><i>ii. Los derechos de transmisión, entre los nodos de inyección y retiro asociados al contrato, en poder de la parte designada en el contrato."</i></p> <p><i>"f) La cantidad de energía firme que se registre, autorice o certifique, conforme al literal d) anterior, puede ser transada en contratos regionales, por periodos de tiempo apropiados para cada país."</i> <i>(Subrayado propio)"</i></p>
Romano i, literal d), Numeral 1.3.4.1, del Libro II del RMER.	<p>UT:</p> <p><i>"Se indica que "por su calidad debe ser obligatoriamente abastecida en el nodo de retiro solicitado, en función del requerimiento del agente comprador" (Aclarar qué es lo que debe ser obligatoriamente abastecida) En principio, esto debería ser aplicable en condiciones de escasez, y no para todas las condiciones de operación, ya que los criterios de calidad, seguridad y desempeño deben prevalecer durante la operación de corto plazo. Por tanto, se solicita modificar el romano i, del literal d) numeral 1.3.4.1 del Libro II de la propuesta.</i></p> <p><i>Se solicita modificar el romano i, del literal d) numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER, conforme a los siguientes</i></p> <p><i>i. Debe tener la máxima prioridad de abastecimiento en el MER, contando con un carácter prioritario sobre las energías no firmes regionales, y por su calidad debe ser obligatoriamente abastecida en el nodo de retiro solicitado; en función del requerimiento del agente comprador y el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales."</i></p>
Romano iii, literal d), numeral 1.3.4.1, del Libro II del RMER.	<p>UT:</p> <p><i>"No debería considerarse en el proceso de autorización de energía de importación, sino que a lo sumo, en el caso de comprometer energía firme para exportación, ya que para el caso de importación, la optimización de la intención de compra se realiza en el proceso de asignación realizada por el EOR y no en la instancia de la ANC. Lo anterior debido a que, para la aprobación de la Energía Firme, las ANC no cuentan con información referente a los CFs, precios de DT ofertados, incluso si los mismos van a ser parcial o totalmente ofertados, etc. Es el EOR en el proceso de asignación el que tiene la información completa en el</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>momento de ejecución de la asignación, y por lo tanto es el EOR el que debe desempatar las ofertas considerando aspectos técnicos y económicos para lograr mayor beneficio para el MER. Los criterios de calidad y seguridad, deberían entonces ser considerados por el EOR en el proceso de asignación de DT, para limitar ahí la asignación en función de las capacidades máximas de importación y exportación, teniendo pleno conocimiento de los precios de las ofertas de compra de DT para hacer más eficiente el Mercado de Derechos de Transmisión. En conclusión, realizar limitaciones desde el proceso de autorización de energía firme de importación, con todas las consideraciones anteriores, es contraproducente y contrario a la optimización técnica y económica de este proceso. Por tanto, se solicita modificar el romano iii, del literal d) numeral 1.3.4.1 del Libro II de la propuesta</i></p> <p><i>Se solicita modificar el romano iii, del literal d) numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER, conforme a los siguientes</i></p> <p><i>iii. La cantidad total de energía firme asignada y solicitud de exportación o importación de un país, deberá considerar durante el periodo de vigencia de dicha energía, al menos el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño nacionales, las parametrizaciones a las MCTP establecidas en la Regulación Regional, la capacidad de generación, la disponibilidad de recursos energéticos, la demanda máxima de cada sistema nacional, los mantenimientos programados, la estacionalidad y los contratos regionales y nacionales existentes.”</i></p>
<p>Romano iv, literal d), numeral 1.3.4.1. del Libro I del RMER.</p>	<p>LT: “En el romano iii, se menciona que “...y energía firme debe considerarse como un recurso adicional de generación que pasa del país exportador al país importador...” esto implica que la generación asociada a la energía firme dejó de ser parte de los recursos de generación del país exportador y que por consiguiente este recurso pasa a ser parte del país importador...” por lo cual, si el CF pasa a ser un recurso de generación del país comprador, puede contratar mismo por medio de la declaración, o no, de las energías requeridas por la parte compradora, y no convertirse en un despacho físico necesariamente. Por tanto, se solicita modificar el romano iv, numeral 1.3.4.1 del Libro I de la propuesta</p> <p><i>Se solicita modificar el romano iv, del literal d) numeral 1.3.4.1 del Libro I del RMER, conforme a los siguientes cambios: iv. La energía firme debe considerarse como un recurso adicional de generación que pasa del país exportador al país importador, sin que esta se vea afectada por el despacho económico de dichos países—del país exportador.”</i></p>
<p>Literal f, Numeral 1.3.4.1, del Libro II del RMER.</p>	<p>LT:</p> <p><i>“El Glosario del Libro I del RMER, el concepto de Energía Firme propuesto se define como:</i></p> <p><i>“Energía que puede ser comprada en un Contrato Firme regional y que cumple las características de firmeza de suministro definidas en la Regulación Regional.”</i></p> <p><i>Por lo que, para que sea congruente con la definición de energía firme contenida en el glosario del Libro I del RMER, se solicita modificar el texto del literal f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>Se solicita modificar el literal f), del Numeral 1.3.4.1, del Libro II del RMER, de tal forma que se lea así:f) La cantidad de energía firme que se registre, autorice o certifique, conforme al literal d) anterior, puede ser transada en contratos firmes regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país.”</i>
Numeral 1.3.4.1, del Libro II del RMER.	CNEE: “La propuesta de modificación de los criterios para la certificación de la energía firme no debe imponer restricciones a los despachos nacionales. En Guatemala, el despacho de carga se realiza con el objeto de abastecer la demanda (Nacional y Exportaciones) al mínimo costo con los recursos de generación que cuenta el sistema. Por lo tanto, debe aclararse que el criterio para asignación de energía firme no implica restricciones a los despachos nacionales.”

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LA ENERGÍA FIRME

En cuanto a la propuesta de modificación regulatoria relacionada con la Energía Firme, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación. En virtud de lo cual, se mantendrán las normas actualmente vigentes sobre Energía Firme, mismas que se proceden a consolidar en el RMER.

2.2 RENTA DE CONGESTIÓN DE LOS DF Y ENERGÍA REQUERIDA DE LOS CF

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Definición de Renta de Congestión de Derechos Firmes Punto a Punto, Glosario, Definiciones del Libro I del RMER.	RENACE - INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – JAGUAR – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín: “ <i>Observamos que la definición de Renta de Congestión de Derechos Firmes Punto a Punto no debe de colocarse porque no existen los Derechos Firmes Punto a Punto. La definición está relacionada a los DFPP los cuales resultaron ser un mecanismo de especulación, tal como ha sido demostrado provocando su suspensión temporal, consecuentemente se debe eliminar en la nomenclatura DFPP: Derecho Financiero Punto a Punto, así como en todo el texto del RMER en el que aparezca dicha variable (p. ej. Libro III, numeral 8, 8.1 Derechos de Transmisión, numeral 8.1.3; numeral 8.3.5; 8.3.6 etc.)</i> ”	Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión, En este mismo

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continúa vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado por los participantes.</p>
<p>Definición de Renta de Congestión del Glosario del Libro I del RMER</p>	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: <i>“Al sustituir la definición de Renta de Congestión con la definición de “Renta de congestión de Derechos Financieros Punto a Punto”</i></p> <p><i>Es la diferencia entre el producto del precio Nodal de retiro resultante del predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro, se contra dice la misma propuesta, pues al eliminar el concepto de Renta de Congestión para los Derechos Firmes deja sin efecto el numeral 10 del anexo 3 donde hace mención específica para una Renta de Congestión De derechos financieros punto a punto y Renta de congestión de Derechos Firmes”</i></p>	<p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión, En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continúa vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado por los participantes.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numerales 8.1.2 y 8.1.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: <i>“Estamos en desacuerdo con la modificación del concepto original de la Renta de Congestión para cualquier caso, la cual está relacionado directamente a un Derecho de Transmisión como instrumento financiero de control del riesgo de transmisión. El Derecho de Transmisión en sí es un Derecho, más no una obligación. De eliminar periodos de Renta de Congestión por no declararse un Contrato Firme, debiera reintegrarse el pago del Derecho de Transmisión.</i></p> <p><i>Es importante aclarar que la Renta de Congestión no ha sido causa de insuficiencia financiera de la Cuenta General de Compensación, sino más bien han sido las restricciones nacionales de transmisión que han provocado dichos eventos que entendemos que deben tratarse en la ejecución diaria del predespacho regional y la conciliación de transacciones respectiva.</i></p> <p><i>En tales casos, (congestión) deberían recalcularse la Renta de Congestión solamente en las situaciones cuando la restricciones de transmisión son críticas y que limitan los flujos de los DT asignados, por lo tanto recomendamos propuestas de reducción de los DT (reconfiguración) y CF asociados (mecanismo de corte o reducción) solamente en aquellos periodos cuando existan limitantes de transmisión que afecten a los DT y CF asociados.</i></p> <p><i>Entendemos que actualmente existe riesgo de sobrecostos en casos de reducción de la capacidad de transmisión en el proceso de Predespacho Regional debido a posibles restricciones nacionales (CARN), se solicita a la CRIE que reduzca solamente y de manera proporcional el Derecho de Transmisión y su Contrato Firme asociado en caso la limitación de transmisión afecte los flujos DC del Derecho de Transmisión relacionado.</i></p> <p><i>La CRIE ha manifestado (Resoluciones CRIE-112-2018) “En la mayoría de las regulaciones de mercados competitivos, las Rentas de Congestión se pagan con base en la potencia asignadas en los Derechos de Transmisión” por lo cual creemos que el MER debería seguir su comportamiento como tal.</i></p> <p><i>Con el objetivo que el MER siga su comportamiento gradual incentivándose la competitividad, la CRIE debiera establecer un marco jurídico estable y con reglas claras para todos los participantes del MER, ya que el cambio que propone la CRIE de relacionar la Renta de Congestión a la energía declarada del Contrato Firme es desde el punto de vista legal y de competencia, una medida drástica y extrema, siendo la causa las restricciones de transmisión en la programación del Predespacho Regional que no están siendo tratadas adecuadamente.”</i></p>	<p>En cuanto a lo plantado por los participantes, se aclara, que la propuesta normativa que se encuentra en consulta pública no ha sido considerada por ser una mejora eficiente de la remuneración financiera de los DF, sino que es una medida paliativa en respuesta de la realidad a la que se enfrentan los DF en el predespacho regional, donde la experiencia ha mostrado, que los costos en que se incurre para pagar las RC no son cubiertos por los ingresos del mercado, y deben ser pagados por otros agentes no asociados a la operación comercial del MER, evidenciando así que en el MER la suficiencia financiera de los DF no está asegurada bajo las actuales limitaciones de transmisión en el MER.</p> <p>Asimismo, se aclara que el objeto de la propuesta no es bloquear el mercado de DF, sino adaptarlo a las condiciones en el MER.</p> <p>Por otro lado, se aclara que los DF, si bien también son financieros, tienen una característica no típica de los Financial Transmission Rights “FTR” conocidos internacionalmente, y consiste en que está asociado a un contrato firme donde la parte de retiro es considerada física (demanda inflexible) en el predespacho regional, lo que lo vincula con la parte operativa del MER.</p> <p>Por todo lo anterior, se considera inadecuado continuar con las asignaciones de DF sin asegurar que el pago de las RC salga de los ingresos de la misma operación de las transacciones regionales.</p> <p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión, En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continúa vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado por los participantes.</p>
<p>Numeral 8.7.3 Libro III del RMER.</p>	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: <i>“El nuevo concepto de Renta de Congestión parece ambiguo ante el tratamiento de la RC cuando ésta se vuelve un cargo; no se indica claramente si aun cuando el CF no se declare, este valor no será cobrado.</i></p> <p><i>Hay incoherencia en la nueva fórmula porque no se elimina el cobro que resulta de una Renta de Congestión cuando este sea un cargo al agente titular del DT, por lo que, al existir reducciones de la energía requerida del CF, aun cuando la RC sea un cargo, el agente debería ser acreedor del reintegro económico.</i></p> <p><i>La propuesta de CRIE no contempla la recuperación del IVDT, por parte de los agentes acreedores del Derecho Firme, cuando éste no sea declarado, lo cual no permite un equilibrio para un Mercado Eléctrico.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por los participantes, se aclara que en caso de no declarar el derecho no se tendrán ni cargos ni abonos.</p> <p>Por otro lado, se aclara que la norma (identificar la norma) establece que solo existirá reintegro cuando el diferencial de precios resulte en un abono al agente titular del DF, en caso el diferencial sea negativo no se recibirá reintegro ya que se estaría frente a una situación en la que el agente titular resultaría con cargo.</p> <p>Asimismo, se remite al participante a la “Precisión necesaria” descrita al inicio de la sección 2 del presente informe</p> <p>En virtud de lo anterior, se no se considera atendible la observación de los participantes.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Literal (b), numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA DE EL SALVADOR: "La propuesta presentada por la CRIE que establece una regla de reducción de la energía requerida por los contratos firmes (CF), no solventa la insuficiencia financiera en el MER ni el déficit producido en la Cuenta General de Compensación (CGC), ya que en el modelo no se considera la premisa de garantizar que las rentas de congestión (RC) en un periodo determinado, sean iguales a los Cargos en el Mercado de Oportunidad Regional o los Compromisos Contractuales (CMORC), lo cual genera un desbalance en el reintegro al valor pagado por los titulares de los Derechos Firmes (DF) en las respectivas subastas."</p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se infiere que además de la reducción de la Energía Requerida, también se incluye en la propuesta que la Renta de Congestión de los DF sea igual que el valor del CMORC de los CF, por lo que lo planteado en el comentario si se está atendiendo en la propuesta y solventa la insuficiencia financiera en el MER relacionada con la operación de los CF.</p>
<p>Numeral 8.1.2 del Libro III. del RMER.</p>	<p>AES PANAMÁ: "Debe mantener el esquema actual, donde un agente se haga responsable por el pago y/o beneficio de los Derechos Firmes"</p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se aclara que la propuesta en consulta no ha sido considerada por ser una mejora eficiente de la remuneración financiera de los DF, sino que es una medida pautativa en respuesta de la realidad a la que se enfrenta los DF en el predespacho regional, donde la experiencia nos ha mostrado, que los costos en que se incurre para pagar las RC no son cubiertos por los ingresos del mercado, y deben ser pagados por otros agentes no asociados a la operación comercial del MER, evidenciando así que en el MER la suficiencia financiera de los DF no está asegurada bajo las actuales limitaciones de transmisión en el MER, también se aclara que el objeto de la propuesta no es bloquear el mercado de DF, sino hacerlo realizar a las condiciones en el MER.</p> <p>Finalmente, se aclara que los DF, si bien también son financieros, tienen una característica no típica de los "FTR" conocidos internacionalmente, y es que está asociado a un contrato firme donde la parte de retiro es considerada física (demanda inflexible) en el predespacho regional, lo que lo vincula con la parte operativa del MER. Por todo lo anterior, se considera inadecuado continuar con las asignaciones de DF sin asegurar que el pago de las RC salga de los ingresos de la misma operación de las transacciones regionales.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
Definición de Renta de Congestión de DF del Glosario del Libro I del RMER	CEL: "La definición de la Renta de Congestión de Derechos Firmes no es consistente con el numeral 8.7.3 del Libro III y con los criterios generales para determinar la Energía Firme, establecidos en el numeral 1.3.4.1 del Libro II, ya que la energía a valorar debe ser la "requerida" y no la declarada, ya que debe abastecer demandas finales nacionales y es a esa energía "física" a la que se debe pagar Renta de Congestión y no a energía flexibilizada (financiera). Por lo anterior, se solicita modificar el concepto de Renta de Congestión de Derechos Firmes."	Al respecto de lo planteado por el participante; se aclara que la propuesta normativa busca igualar la Renta de Congestión al CMORC con el objeto de reducir al mínimo la insuficiencia financiera por lo tanto, la base de cálculo debe ser la energía declarada o energía requerida reducida. Por lo anterior, no se considera atendible lo sugerido por el participante. Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.
Numeral 8.1.2, del Libro III del RMER.	CENERGICA EL SALVADOR: "El nuevo concepto de Renta de Congestión parece ambiguo ante el tratamiento de la RC cuando ésta se vuelve en un cargo, para el caso en que existan reducciones, aun cuando la RC sea un cargo, el agente debería ser acreedor del reintegro económico también."	Al respecto de lo planteado por el participante, se aclara, que la propuesta normativa sujeta a consulta pública, claramente establece que solo existirá reintegro cuando el diferencial de precios resulte en un abono al agente titular del DF, en caso el diferencial sea negativo no se recibirá reintegro ya que se estaría frente a una situación en la que el agente titular resultaría con cargo. En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario planteado por el participante.
Numeral 8.1 del Libro III del RMER.	CENERGICA EL SALVADOR: "Con relación a los DFPP, consideramos que debe de evaluarse su implementación dado los resultados que se obtuvieron cuando fueron aplicados en su oportunidad. Consideramos que los DFPP se prestan mucho a la especulación por parte de los agentes, ocasionando distorsiones que no son sostenibles económicamente. Las diferencias de precios que existen entre algunos nodos del RTR, no reflejan las transacciones de energía que se dan en el MER y esto fue aprovechado por algunos agentes del MER para obtener rentas excesivas sin realizar transacciones."	Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior. En vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión. En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta,

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER, aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continua vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado por los participantes.</p>
<p>Definición de Renta de Congestión de DF en el Glosario de Libro I.</p>	<p>EDECSA: <i>“La propuesta de calcular la Renta de Congestión (RC) en base al volumen de energía declarado o reducido descansa bajo la premisa que las RC por no declaración del CF podrían generar afectación a la demanda regional. Sin embargo, la no ocurrencia de este escenario se asegura al aplicar la reconfiguración de Energía Requerida de los CF.</i></p> <p><i>El concepto de RC no debería generalizarse y catalogarse como negativo todo el tiempo, sino únicamente cuando se generan condiciones anormales que afectan al mercado y a la capacidad de cumplir con los compromisos de pagos correspondientes. Es por ello que se propone que se clasifique la RC como “normal” cuando la Energía Requerida de los CF no supere las MCTP. Los acreedores del DT deberían seguir percibiendo/pagando RC, entendiéndose que se compra un “Derecho” y no se paga un “Alquiler”, y que, a diferencia de este último, un “Derecho” implica una posición financiera en el mercado.</i></p> <p><i>Por otro lado, la RC “anormal” afecta al mercado, para lo cual aplicaría lo propuesto por CRIE a la regla de reducción de la Energía Requerida de los CF, en el literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</i></p> <p><i>Como conclusión, se propone mantener el concepto actual de Renta de Congestión, pero que dicho monto asignado se elimine únicamente cuando existan condiciones que afecten al mercado.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se aclara que la propuesta en consulta no ha sido considerada por ser una mejora eficiente de la remuneración financiera de los DF, sino que es una medida paliativa en respuesta de la realidad a la que se enfrentan los DF en el predespacho regional, donde la experiencia nos ha mostrado, que los costos en que se incurre para pagar las RC no son cubiertos por los ingresos del mercado, y deben ser pagados por otros agentes no asociados a la operación comercial del MER, evidenciando así que en el MER la suficiencia financiera de los DF no está asegurada bajo las actuales limitaciones de transmisión en el MER. Asimismo, se aclara que el objeto de la propuesta no es bloquear el mercado de DF, sino adaptarlo a las condiciones en el MER.</p> <p>Finalmente, se señala que los DF, si bien también son financieros, tienen una característica no típica de los “FTR” conocidos internacionalmente, y es que está asociado a un contrato firme donde la parte de retiro es considerada física (demanda inflexible) en el predespacho regional, lo que lo vincula con la parte operativa del MER.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>Por todo lo anterior, se considera inadecuado continuar con las asignaciones de DF sin asegurar que el pago de las RC salga de los ingresos de la misma operación de las transacciones regionales.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Numeral 8.7.3 Libro III del RMER.</p>	<p>EDECSA: <i>"El nuevo concepto de RC parece ambiguo ante el tratamiento cuando ésta se vuelve un cargo; no se indica claramente si aún cuando el CF no se declare, este valor no será cobrado.</i></p> <p><i>Cuando existan reducciones de la energía requerida del CF y aun cuando la RC sea un cargo, el agente debería ser acreedor del reintegro económico también, no únicamente cuando la RC sea un abono como presupone el numeral 8.7.3.</i></p> <p><i>Se solicita a CRIE que se apliquen definiciones más concretas en cuanto al tratamiento de RC cuando ésta sea un abono o un cargo."</i></p>	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se aclara que la norma sujeta a consulta establece que solo existirá reintegro cuando el diferencial de precios resulte en un abono al agente titular del DF, en caso el diferencial sea negativo no se recibirá reintegro ya que se estaría frente a una situación en la que el agente titular resultaría con cargo.</p>
<p>Definiciones y Glosario del Libro I del RMER.</p>	<p>EDECSA: <i>"La definición de Derechos Firmes no se ha modificado en su literal a) el cual indica que para un Derecho Firme se tiene el derecho, pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR. Basado en esta premisa, pareciera que se vuelve una obligación declarar el Derecho Firme, ya que de no ser así no se tiene remuneración/pago de la Renta de Congestión ni se realiza reintegro de los pagos de los DF, lo cual deja en total desventaja al acreedor del derecho, porque ni siquiera tendrá la posibilidad de percibir el pago por la inversión de la adquisición del derecho. Lo anterior cambia el concepto de Derecho Firme y lo vuelve en un "Alquiler de transmisión", un instrumento poco atractivo para realizar transacciones, por la inflexibilidad que presenta para gestionar el riesgo de adquirir dicho instrumento."</i></p>	<p>Se aclara al participante, que el objeto de la propuesta, no es el de maximizar la operación de los CF asociado, sino que es el de asegurar la suficiencia financiera, a través de la relación de la RC con la operación del CF asociado, manteniendo las características del DF que permiten la priorización de los CF en el predespacho regional, es por tal razón no se ha modificado el concepto de DF.</p> <p>Por lo anterior, no resulta atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Definición de Renta de Congestión de DFPP, del Libro I del RMER.</p>	<p>CEL: <i>"La definición propuesta para la Renta de Congestión de los derechos financieros Punto a Punto generará insuficiencia financiera ya que no depende de la energía requerida (sic) sino únicamente de la potencia del derecho adquirido y al diferencia de precios nodales, cuando los DFPP estuvieron (sic) vigentes, los tenedores de los derechos nunca efectuaron transacciones (sic) en los dosdas (sic) con este tipo de derecho por lo que el CMORC siempre fue cero e insuficiente para pagar la renta de congestión.</i></p> <p><i>Este concepto debe de eliminarse o en su defecto definirlo de tal manera que la renta de congestión sea igual al CMORC, es decir que se perciba renta solamente si el derecho</i></p>	<p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que, en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<i>es utilizado y en la cuantía (sic) de la energía requerida o energía reudida (sic) al igual que los Derechos Firmes."</i>	<p>en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión, En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continua vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado por los participantes.</p>
<p>Numeral 8.1.1, 8.1.3, 8.3.5, 8.3.6, 8.3.10 del Libro III del RMER.</p>	<p>CEL: "Los DFPP por su definición no tienen suficiencia financiera, lo que se demostró en los pocos meses en los que estos estuvieron vigentes, por lo que no debería de incluirse en esta propuesta"</p>	<p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión. En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continua vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		En virtud de lo anterior, no se considera atendible lo planteado por los participantes.
Definición de Renta de Congestión del Glosario de Libro I del RMER.	<p>CND ETESA: "Solo se define rentas de congestión para los DFPP no está para las rentas de Congestión de los DF"</p> <p>Debe quedar así "Renta de Congestión de Derechos de Transmisión"</p>	<p>Se aclara que la propuesta en consulta sí está proponiendo la definición de RC para DF y DFPP, ver anexo A3 numeral 1 de la propuesta.</p> <p>La razón porque se está incluyendo una definición de RC de los DFPP en la presente consulta, es que se está separando la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP, el análisis de esta última se realizará mediante otro proceso.</p>
Primer párrafo del literal (a) del numeral A3.4.4.1 del anexo 3 del Libro II del RMER.	<p>CND ETESA: "No vemos la necesidad de ampliar la definición condicionándola a la prioridad de los CF esto es parte de la factibilidad"</p> <p>Propuesta:</p> <p>"La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente sea factible"</p>	<p>Se aclara que el texto complementario referido, fue una propuesta por el EOR, para mejorar la claridad de la norma, la cual se consideró adecuada porque amplía la comprensión de la prioridad de los CF sobre los CNFFF</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
Literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER	<p>CND ETESA: "Puede darse el caso que a pesar de no haber conectividad eléctrica, entre los nodos de retiro e inyección de los CF otra oferta de otro nodo que sí tiene conectividad supla el CF. ¿Cómo queda esta situación se va despachar cual sería el efecto financiero?"</p>	<p>Se aclara que, para que otra oferta de inyección regional pueda sustituir la oferta del vendedor del contrato firme, debe ser bajo una condición de competencia, es decir que el vendedor del CF no esté imposibilitado de abastecer el retiro firme de su contrato, de lo contrario el abastecimiento de dicho retiro con la oferta del tercero sería por obligación y no por optimización (efecto económico no deseado), por este motivo se está proponiendo que solo cuando haya conectividad entre vendedor y comprador del CF, se puede optimizar la inyección con un tercero más barato.</p>
Definición de Renta de Congestión del Glosario del Libro I del RMER.	<p>EOR: "Claridad en la norma: se observa un error de redacción "...por la potencia de Retiro del DF menos...", debería ser "...por la potencia de Retiro del DFPP menos..." Es la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DF DFPP menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP."</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizará el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Literal e) del numeral 1.3.4.3 del Libro II del RMER</p>	<p>EOR: <i>“No se debe aclarar que deben considerarse como una transacción programada exclusivamente de retiro, ya que se presta a confusión en caso la oferta de oportunidad asociada al CF es presentada con un valor superior a la energía requerida del CF, ya que en ese caso puede darse el caso de una conciliación de una transacción programada de inyección de oportunidad.</i></p> <p><i>Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como una oferta de inyección de oportunidad, y en la Conciliación de las Transacciones Programadas como una transacción programada de inyección o retiro de oportunidad, según corresponda.”</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral 8.1.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: <i>“Consistencia con la norma, sustituir “DF” por “DFPP”</i></p> <p><i>8.1.3 Un DFPP es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DF DFPP menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DFPP son fijas por el Periodo de Validez del DFPP.”</i></p>	<p>Se atiende la recomendación plantcada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Definición de Renta de Congestión de DFPP en Glosario del Libro I del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: <i>“La sección A3.3 establece:</i></p> <p><i>“Renta de Congestión de Derechos Financieros Punto a Punto</i></p> <p><i>Es la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP.”</i></p> <p><i>El objetivo de resolver la insuficiencia de ingresos debe abordarse por otros medios. El cambio propuesto es dramático y tendrá importantes consecuencias negativas en el mercado en su conjunto. Mientras la energía requerida del CF no exceda el MCTP no debe haber ningún problema. Los Titulares de DT deben seguir liquidándose como se esperaba. Si la energía requerida viola el MCTP debido a condiciones físicas (tales como interrupciones que reducen la capacidad disponible, etc.) podemos proponer maneras específicas de lidiar con este problema de acuerdo con las prácticas estándar internacionales. (Véase la propuesta modificada del MER.)</i></p> <p><i>En resumen, nos oponemos vehementemente al cambio del cálculo de la renta de congestión. El cambio propuesto por la CRIE no es coherente con ningún mercado de FTR operativo real en el mundo. El efecto de tal cambio afectará negativamente a todo</i></p>	<p>Al respecto de este comentario se hacen las siguientes aclaraciones: a) en el numeral referido existe un error tipográfico, donde dice “DF” debe decir “DFPP”, se hará la corrección en la versión final de la propuesta, b) la definición de RC para Derechos Financieros Punto a Punto, observada no se está proponiendo modificarla, es la que estuvo considerada desde el diseño del MER y es la misma utilizada en los mercados internaciones para los FTR (Financial Transmission Right), por lo que no se comprende por qué en el comentario se indica sobre un cambio no coherente con los mercados mundiales sobre los FTR.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>el mercado, ya que viola la esencia de naturaleza financiera de los DF y vincula indirectamente los DF con el funcionamiento físico del MER, contrario al objetivo del mercado de los DF. Además, matará la liquidez del mercado de DF. Los especuladores-inversionistas financieros nunca participarán en un mercado de este tipo a pesar de que son importantes para el buen funcionamiento del mercado.</i></p> <p><i>El cálculo actual de la renta de congestión es fundamental y permite a los titulares de DF gestionar sus riesgos de localización resultantes de la implementación del mercado de los DF. (Véase Libro I Numeral 1.3.1.1 RMER.)</i></p>	
<p>Numeral 8.7.3 Libro III del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: <i>“La Sección 8.7.3 establece:</i></p> <p><i>Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional, y la Renta de Congestión de dichos DF resulte como un abono al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF), en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula...</i></p> <p><i>Cree que eso implica que el EOR reembolsará al Titular del DF por una porción prorrateada del costo del DF para los recortes de CF, pero luego también deben cortar el DF. Esto hace que el reembolso al Titular del DF sea íntegro. El reembolso saldría del pago a los Agentes de Transmisión.”</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado por el participante, se indica que considerar un corte en los DF implica una reconfiguración del DF, lo que debe hacerse a través de la ejecución nuevamente de las Pruebas de Factibilidad Simultánea (PFS) considerando todos los DF, y que su resultado afecta todo el periodo de vigencia del DF cortado, este proceso aún no se ha implementado en el MER debido a que está pendiente de determinarse el mecanismo de activación del mismo, se tiene programado su implementación en una etapa posterior. El proceso de reducción de los CF por restricciones de transmisión en el predespacho, tiene un alcance horario y no afecta todos los DF, por esta razón no se considera adecuado que por una condición de muy corto plazo se afecten los DF en todo su periodo de vigencia.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: <i>“El punto ii establece:</i></p> <p><i>Debe ser asignada a los agentes que demuestren que utilizarán la energía firme para el abastecimiento de demandas finales nacionales identificables (Distribuidoras o grandes usuarios) y que demuestren que la energía firme provendrá de recursos de generación identificables.</i></p> <p><i>Esta restricción es innecesaria y contraproducente. ¿Por qué CRIE restringe la adquisición de un DF de un Contrato Firme sólo a agentes que pueden sustentar el uso de energía firme para el suministro de demanda final nacional identificable? Como</i></p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>hemos discutido anteriormente, estas restricciones transforman un instrumento financiero en un instrumento físico; socaba el mercado, reducirá la liquidez y eliminará la identificación de precios.</i></p> <p><i>Crearé un cass en el mercado ; NO logrará el objetivo previsto porque en el mercado spot del MER los contratos se optimizarán en función de condiciones actuales ; dependiendo de las tecnologías de generación, por ejemplo, generación convencional o energías renovables, etc.</i></p> <p><i>La CRIE está eliminando la flexibilidad que los participantes del mercado necesitan para administrar sus recursos."</i></p>	
Definiciones de glosario del Libro I del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "La definición en A3.1 referente a "Autoridad Nacional competente para determinar la energía firme, establece:</p> <p><i>Autoridad Nacional Competente para determinar Energía Firme (ANC): Entidad competente por país designada por cada regulador nacional, que podrá registrar, certificar o autorizar la máxima Energía Firme que puede ser transada en los contratos regionales de acuerdo a su derecho interno."</i></p> <p>Cambiar a:</p> <p><i>" Entidad calificada en cada país designada por cada regulador nacional, que puede registrar, certificar o autorizar la Energía Firme máxima que se puede transferir en contratos regionales de acuerdo con su legislación nacional!"</i></p>	<p>Se considera que la "competencia" está asociado a la investidura dada por el regulador nacional a la ANC, mientras que "calificada" está más asociada una capacidad técnica, como el caso de los OS/OM, a quienes la ANC debería recurrir para determinar la cantidad de la Energía Firme de importación o exportación de su país.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p> <p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.</p>
Definiciones del Glosario del Libro I del RMER.	<p>CDMER CONSULTORES: "La definición en A3.2 de "Energía Firme" dice:</p> <p><i>"Energía que puede ser comprometida en un Contrato Firme regional y que cumple las características de firmeza de suministro definidas en la Regulación Regional..."</i></p> <p>Cambie a:</p> <p><i>"La energía transada en un Contrato Firme Regional y que cumple con las características de firmeza de suministro definidas en la Regulación Regional."</i></p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.</p>
Definiciones de Glosario del Libro I del RMER.	<p>CDMER CONSULTORES: "La definición de A3.5 en "ANC" dice:</p> <p><i>"ANC: Autoridad Nacional Competente para determinar la Energía Firme"</i></p>	<p>Se considera que la "competencia" está asociado a la investidura dada por el regulador nacional a la ANC, mientras que "calificada" está más asociada una capacidad técnica, como el caso de los OS/OM, a quienes la ANC debería recurrir para</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Cambiar a:</i></p> <p><i>“ANC: Autoridad Nacional Calificada para Determinar la Energía Firme”</i></p>	<p>determinar la cantidad de la Energía Firme de importación o exportación de su país.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p> <p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.</p>
<p>Numeral 8.7.3 del Capítulo 8 del Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: <i>“Se está de acuerdo con el procedimiento de reducción de energías requeridas, con el cual se eliminarán los sobrecostos regionales que se originan cuando se producen restricciones nacionales, tal como es reconocido por la misma CRIE.</i></p> <p><i>Ahora bien, en vista de que la CRIE retomó estas modificaciones al RMER de la propuesta que le presentó el EOR en mayo de 2019 a través del “Informe de Regulación del MER Extraordinario: Propuesta Regulatoria Reconfiguración de Derechos de Transmisión y reducción de Contratos Firmes”, se solicita que se analicen debidamente las diferencias entre ambas propuestas de manera tal que, aunque haya algunas modificaciones – por ejemplo, que en vez de que se reconfiguren los derechos firmes se reduzcan las energías requeridas - los efectos sean similares a los que preveía el EOR a través de la aplicación de su propuesta.</i></p> <p><i>En relación con lo anterior, también se está de acuerdo con la propuesta para el Reintegro de DF cuando el EOR aplique reducción a la Energía Requerida de un Contrato Firme asociado a los DF adjudicados a un Agente Regional, ya que al hacer dicha reducción paralelamente se debe reintegrar o compensar al titular del DT, por la limitación al derecho que se le fue adjudicado, y por el cual pago un determinado monto económico para poder ejercerlo. No obstante lo anterior, se tienen las siguientes observaciones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• La formulación del reintegro ($R_{DF,mes}$) es mensual y las condicionales propuestas para el cálculo son horarias, en ese sentido, hay una inconsistencia en la propuesta.</i> <i>• La formulación se puede simplificar estableciendo en la sumatoria del segundo factor, que dicha sumatoria debe aplicar sobre el conjunto de horas del mes en las que haya reducción de la ER o bien en la que $MWRR_{CF,h}$ sea mayor que cero, el resto de horas del mes no se incluyen, lo cual equivale que en esas horas el reintegro es igual a cero (ya que no hubo reducción de la ER).</i> 	<p>La diferencia principal, entre lo propuesto por el EOR y lo propuesto por la CRIE es que no se consideró la reconfiguración del DF debido a que la reducción de la ER se está determinando a partir de una condición operativa diaria/horaria, mientras que el horizonte de los DF es mensual y anual, una reconfiguración de estos DF debe realizarse cuando existe algún cambio que compromete el horizonte del DF, por lo menos a nivel mensual, que no es el caso de la reducción que se está proponiendo aplicar a la ER.</p> <p>Sobre que el reintegro a los titulares de DF es mensual pero las reducciones a la ER son horarias, se aclara, que la fórmula propuesta establece que para determinar el monto mensual a reintegrar se hará a partir de la sumatoria de las reducciones horarias durante todo el mes, por lo que no comprende la inconsistencia mencionada en la observación.</p> <p>En cuanto a la propuesta de simplificación se atiende por lo que se realizarán los ajustes a la formulación, incluyendo mejoras de comprensión al respecto, quedando de la siguiente forma:</p> <p><i>“ h = Índice de periodos de mercado del mes en los que se cumpla que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
----------------------------------	---------------------------	----------

Considerando lo antes mencionado la formulación para el reintegro se puede simplificar de la siguiente forma:

$$R_{DF,mes} = \left[\frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[\sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right];$$

Donde:

- $R_{DF,mes}$ = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.
- $PDF_{DF,mes}$ = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico.
- $MW_{DF,mes}$ = Potencia en MW asignada al DF para un mes específico.
- $NPer_{mes}$ = Número de periodos de mercado del mes
- $MWER_{CF,h}$ = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional asociado al DF para el periodo de mercado "h" en el mes.
- $MWRR_{CF,h}$ = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional asociado al DF para el periodo de mercado "h" en el mes.
- h = Periodos de mercado del mes en los que $MWRR_{CF,h}$ es mayor que cero.
- H = Número total de periodos de mercado en el mes en los que $MWRR_{CF,h}$ es mayor que cero

Las fórmulas necesarias para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC).

Se puede agregar que:

$$R_{DF,mes} = 0, \text{ si no hay ningún periodo "h" en el cual } MWRR_{CF,h} \text{ sea mayor que cero.}$$

Numeral 8.7.3 del Capítulo 8 del Libro III del RMER

8.7.3 Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF, durante el predespacho o redespacho regional, y la Renta de Congestión de dichos DF resulte como un abono al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula.

$$R_{DF,mes} = \left[\frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[\sum_{h=1}^H (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) \right];$$

Si $(MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) < MWRR_{CF,h}$

$R_{DF,mes} = 0;$

Si $(MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) = MWER_{CF,h}$ o $MWER_{CF,h} = 0$

Donde:

$R_{DF,mes}$ = Reintegro de DF en US\$ para un mes específico.

H = Total de periodos de mercado del mes en los que se cargó que la $MWRR_{CF,h}$ es mayor que cero, es decir que exista Energía Requerida reducida del CF."



forland
168



PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>$PDF_{DF,mes}$ = Pago como cargo en US\$ por la compra de DF para un mes específico. $MW_{DF,mes}$ = Potencia en MW asignada al DT para un mes específico. $MWER_{CF,h}$ = Energía Requerida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado "h" en el mes. $NPer_{mes}$ = Número de períodos de mercado del mes. $MWRR_{CF,h}$ = Energía Requerida reducida del CF en el predespacho o redespacho regional, asociado al DF para el período de mercado "h" en el mes. h = Índice de períodos de mercado del mes. H = Total de períodos de mercado en el mes. Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la Cuenta General de Compensación (CGC)."</p>	
<p>Definición de Renta de Congestión de DFPP, del Libro I del RMER.</p>	<p>UT: Se observa que el riesgo de insuficiencia financiera continuaría existiendo en los DFPP, ya sea por congestiones de red, sobreasignación de derechos de transmisión, reducción de las máximas capacidades de transmisión en el futuro y no necesariamente por transmisión, modificaciones de la RTR que repercutan en las máximas transferencias, reducción de las transacciones del MER que generen poco CVT MER, etc., por lo cual, se solicita se elimine la definición de Renta de Congestión de Derechos Financieros Punto a Punto, y en ese sentido toda la base regulatoria del DFPP contenida en la propuesta de modificación</p> <p>Se solicita eliminar la definición de Renta de Congestión de Derechos Financieros Punto a Punto, y en ese sentido toda la base regulatoria del DFPP contenida en la propuesta de modificación:</p> <p>Renta de Congestión de Derechos Financieros Punto a Punto Es la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP.</p>	<p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión, En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continúa vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP</p> <p>En virtud de lo anterior, no resulta atendible el comentario planteado por el participante.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 1.3.4.3, literal c), del Libro II del RMER.</p>	<p>UT: <i>"En la propuesta de reglamento se adiciona al párrafo un texto que dice: "y en la conciliación de las transacciones programadas como una transacción programada de retiro de oportunidad." Este texto crea una confusión dependiendo de la oferta de flexibilidad que se asocie a la parte vendedora de un CF, ya que si esa oferta de oportunidad de inyección es despachada con un valor igual o menor a la energía requerida del contrato firme, en el predespacho o redespacho regional, el resultado es una transacción programada no comprometida en contrato por retiro; PERO, si la oferta de oportunidad de inyección se oferta con una energía superior a la energía requerida del CF, y se despacha en su totalidad o, en todo caso, arriba de ésta, el resultado será una transacción programada no comprometida en contrato por inyección.</i></p> <p><i>En este último caso no se podría cumplir lo que manifiesta el literal c) del numeral 1.3.4.3 del Libro II de la propuesta, por tanto, se sugiere modificar dicho numeral</i></p> <p><i>Se solicita modificar la adición propuesta al literal c), del Numeral 1.3.4.3, del Libro II del RMER, de la siguiente manera:</i></p> <p><i>Las ofertas de flexibilidad asociadas a la parte vendedora de los CF, se deberán considerar en el predespacho regional como una oferta de inyección de oportunidad, y en la Conciliación de las Transacciones Programadas como una transacción programada de retiro o inyección de oportunidad, según corresponda."</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Literal b) Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER</p>	<p>UT: <i>"Con el objetivo de tener en una sección autocontenida todas las reglas relacionadas con las reconfiguraciones de Derechos de Transmisión, es necesaria la creación de un Anexo específico, lo cual permite su adecuada interpretación y ejecución.</i></p> <p><i>El literal b) del A.3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER debe considerar que el recorte de DFs se realice en los modelos matemáticos del EOR, de forma óptima.</i></p> <p><i>Se solicita trasladar los textos contenidos en el literal b) del Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II de la propuesta de modificación a un Anexo T propuesto denominado Reconfiguración de Derechos de Transmisión:</i></p> <p><i>Solicitamos el traslado de los textos contenidos en el literal b) del Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II de la propuesta de modificación en un anexo específico, denominado "Reconfiguración de Derechos de Transmisión" el cual se adjunta a este resumen de observaciones de la consulta pública 6-2019. Además, solicitamos mantener el literal b) del Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER vigente."</i></p>	<p>Al respecto, se hacen las siguientes aclaraciones:</p> <p>a) El numeral señalado se refiere a la reducción de la Energía Requerida y no a la reconfiguración de DT.</p> <p>b) Sobre el numeral T1 de la propuesta presentada por la UT (anexo T), se aclara, que la misma está relacionada con condiciones operativas horarias (reconfiguración horaria), y que es similar a la propuesta presentada por el EOR mediante el informe de regulación del MER IRMER-02-2019, la cual fue analizada ampliamente, determinando que sus características obedecen más a un tratamiento en los Contratos Firmes y no a una condición permanente que obligue a reconfigurar un DF, ya que para esto se debe ejecutar nuevamente la Pruebas de Factibilidad Simultaneas (PFS) incorporadas en el modelo de</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>subastas de DF, proceso que no es factible (por los tiempos que requiere) ejecutarlo diariamente, por tal motivo se escogió entre soluciones más adecuadas únicamente la reducción del efecto financiero de los DF, es decir sus RC, así como la reducción de las ER, lo que genera los mismos efectos que la reconfiguración de los DF propuesta:</p> <p>c) Sobre el numeral T2 de la propuesta presentada por la UT (anexo T), se aclara que la CRIE tiene contemplado implementar en la Regulación Regional la reconfiguración de DT, con base en los criterios establecidos actualmente en el numeral 8.7 del Libro III del RMER, los cuales son similares a los propuestos por la UT, sin embargo aún existen aspectos que deben ser desarrollados, como el mecanismo de activación, que una vez estén listos, deberán ser sometidos al debido proceso de consulta pública para su incorporación al RMER.</p>
<p>Literal a) del A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>UT: <i>"Antes de reducir las energías requeridas de los CF, es necesario reducir previamente las componentes físicas de los CNFFF. Esio es solicitado debido a que se sobre entiende que si se están reduciendo los CFs, que por su naturaleza tienen la máxima prioridad de abastecimiento, es necesario antes eliminar las partes físicas de aquellos contratos que no tienen esta característica de firmeza.</i></p> <p><i>Se solicita no modificar el literal a) del Numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER vigente, de la siguiente manera:</i></p> <p><i>"(a) Modelo para contratos No Firmes Físicos Flexibles La componente física de Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente sea factible"</i></p> <p><i>Nota: También solicitamos la inclusión en la función objetiva, la formulación matemática del predespacho regional, contenida en el A3.4 del anexo 3 del libro II del RMER, ya que en esta sección no se evidencia la reducción de los CNFFF cuando estos dejan de ser factibles."</i></p>	<p>No se comprende la propuesta presentada por el participante de no modificar el numeral referido, ya que la modificación sometida a consulta pública fortalece aún más lo planteado por la UT en cuanto a que los CNFFF deben ser reducidos antes que los CF.</p> <p>Por otra parte, se aclara que la incorporación al anexo A3 del Libro II del RMER, de la formulación que reduce las componentes físicas de los CNFFF, está programada para una etapa posterior dentro del proceso de revisión integral del RMER.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible la observación presentada por el participante.</p>

Forlind
1/1

⊕

7

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Literal a) del numeral A3.3 del Anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>UT: "Antes de la ejecución del modelo matemático del predespacho, es necesario realizar un procedimiento de carácter manual en el que, ante la imposibilidad técnica de suplir las energías requeridas de los CFs, el EOR reduzca incluso a cero la componente física de los CNFFF, para lograr coherencia con la conceptualización de los CFs en el sentido que las partes de retiro de estos últimos tienen prioridad de abastecimiento.</p> <p>Se solicita adicionar un nuevo Literal (a) del A3.3 del Anexo 3 del Libro II del RMER, que establezca lo siguiente:</p> <p>"(a) Antes de la ejecución del modelo del predespacho, y en caso que sea la factibilidad se vea afectada por la prioridad de despacho de las energías requeridas de los contratos firmes, se reducirán previamente las componentes físicas de los contratos No Firmes Físicos Flexibles"</p> <p>Posteriormente enumerar el actual literal (a) como (b), y así sucesivamente hasta completar la sección A3.3."</p>	<p>Sobre este punto se aclara que la Regulación Regional en el numeral A3.4.4.1 dispone que los CNFFF se despacharán hasta donde técnicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes, por lo que el EOR debe tomar las acciones operativas necesarias para cumplir con la Regulación Regional.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible la observación presentada por el participante.</p>
<p>Numerales 8.1.1, 8.1.3, 8.3.5, 8.3.6, 8.3.10 del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: "Se observa que el riesgo de insuficiencia financiera continúa existiendo en los DFPP, ya sea por congestiones de red, sobreasignación de derechos de transmisión, reducción de las máximas capacidades de transmisión en el futuro y no necesariamente por transmisión, modificaciones de la RTR que repercutan en las máximas transferencias, reducción de las transacciones del MER que generen poco CVT MER, etc., por lo cual, se solicita se elimine la definición de Renta de Congestión de Derechos Financieros Punto a Punto, y en ese sentido toda la base regulatoria del DFPP contenida en la propuesta de modificación</p> <p>Se solicita eliminar del numeral 8 del Libro III del RMER, el término DFPP en los textos que</p> <p>8.1.1 b) Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP). (...) 8.1.3 Un DFPP es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DFPP son fijas por el Período de Validez del DFPP. (...)</p>	<p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que; en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 8 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión, En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continua vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>8.3.5 El EOR pondrá a disposición de todos los interesados el listado de los nodos de la RTR donde se pueden presentar únicamente solicitudes de compras de DF y DFPP.</p> <p>8.3.6 b) DF y de DFPP con validez mensual. Las asignaciones se realizarán cada mes. (...) Para _____ SDT _____ de _____ DFPP e) Los agentes interesados en adquirir un DFPP deberán completar el formato establecido por el EOR, el cual estará disponible en el sitio web del EOR. f) El agente solicitante debe ser agente autorizado por el EOR para realizar transacciones _____ en _____ el _____ MER. g) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DFPP con periodo de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DFPP. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía."</p>	<p>subsanan las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP</p> <p>En virtud de lo anterior, no resulta atendible el comentario planteado por el participante.</p>
<p>A3. Numeral 8.7.3 del Libro III del RMER (Página 112 de 144)</p>	<p>UT: "Con el objetivo de tener en una sección autocontenida todas las reglas relacionadas con las reconfiguraciones de Derechos de Transmisión, es necesaria la creación de un Anexo específico (Anexo T), lo cual permite su adecuada interpretación y ejecución.</p> <p>El 8.7.3 del Libro III de la propuesta de modificación contiene las reglas para el reintegro económico necesario ante las reducciones en la energía requerida de contratos firmes, por lo que consideramos que debe ser incorporada en el nuevo Anexo de "Reconfiguración de Derechos de Transmisión".</p> <p>Se solicita trasladar el numeral 8.7.3 del Libro III de la propuesta de modificación a un Anexo T propuesto denominado Reconfiguración de Derechos de Transmisión."</p>	<p>Al respecto, se aclara lo siguiente:</p> <p>a) El numeral señalado no se refiere a la reconfiguración de los DT, sino que se refiere a una modificación de la formulación de la RC de los DT, pero sin reconfigurarlos.</p> <p>b) Sobre el numeral T1 de la propuesta presentada por la UT (anexo T), se aclara, que la misma está relacionada con condiciones operativa horarias (reconfiguración horaria), y que es similar a la propuesta presentada por el EOR mediante el informe de regulación del MER IRMER-02-2019, la cual fue analizada ampliamente, determinando que sus características obedecen más a un tratamiento en los Contratos Firmes y no a una condición permanente que obligue a reconfigurar un DF, ya que para esto se debe ejecutar nuevamente la Pruebas de Factibilidad Simultaneas (PFS) incorporadas en el modelo de subastas de DF, proceso que no es factible (por los tiempos que requiere) ejecutarlo diariamente, por tal motivo se escogió como soluciones más adecuadas únicamente la reducción del efecto financiero de los DF, es decir sus RC, así como la</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>reducción de las ER, lo que genera los mismo efectos que la reconfiguración de los DF propuesta;</p> <p>e) Sobre el numeral T2 de la propuesta presentada por la UT (anexo T), se aclara que la CRIE tiene contemplado implementar en la Regulación Regional al reconfiguración de DT, con base en los criterios establecidos actualmente en el numeral 8.7 del Libro III del RMER, los cuales son similares a los propuestos por la UT, sin embargo aún existen aspectos que deben ser desarrollados, como el mecanismo de activación, que una vez estén listos, deberán ser sometidos al debido proceso de consulta pública para su incorporación al RMER.</p> <p>En virtud de lo anterior, no resulta atendible el comentario planteado por el participante.</p>

2.3 PRECIOS MÍNIMOS ACEPTABLES DE OFERTAS DE COMPRA DE DT

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 8.6 del Libro III del RMER.</p>	<p>CENERGICA EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: <i>“Precios mínimos aceptables para ofertas de DT.</i></p> <p><i>Se considera que establecer los precios mínimos de las subastas por medio de una proyección basados en valores históricos no es adecuado, si bien es cierto que con la metodología propuesta disminuye la proyección de precios mínimos, se considera que con la aplicación de esta metodología siempre se obtendrán resultados fuera de la realidad del mercado, exponiendo a los agentes a condiciones de riesgo altas en la participación de las subastas. Además, cabe mencionar que los valores históricos de CVT se han dado en un contexto donde la mayoría de los agentes han operado sus</i></p>	<p>Al respecto, se aclara al participante que la metodología vigente y que se mantiene en la propuesta normativa sujeta a consulta pública permite establecer un valor eficiente de la capacidad de transmisión de toda la RTR con base en el valor de corto plazo esperado en el mercado,</p> <p>En virtud de lo anterior, no resulta atendible lo observado por los participantes.</p>

[Handwritten signature]
274

[Handwritten initials]

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>transacciones con DF (caso Guatemala – El Salvador) y por lo tanto los valores de CVT obtenidos no han sido los costos que los agentes han pagado por estas transacciones. Este efecto se puede apreciar con el comportamiento de los CVT desde el mes de julio de 2019 donde se ha notado una disminución considerable en el CVT ente Guatemala y El Salvador producto que los agentes no han estado operando sus transacciones con DF asignados, sino que pagando los costos de los CVT originados.”</i></p>	
<p>Numeral 8.6 del Libro III del RMER.</p>	<p>IC CONSULTORÍA: <i>“La inclusión de Precios Mínimos Aceptables de Ofertas para DT se considera nociva ya que incrementa los Costos Variables de Transmisión de los Derechos Financieros Punto a Punto. Esto encarece el costo y disminuye las transacciones al convertirlo en un proceso no competitivo. Se observa que debe eliminarse la metodología de precios mínimos en los procesos de subasta de Derechos Firms.”</i></p>	<p>Al respecto, se aclara al participante que la metodología propuesta permite establecer un valor eficiente de la capacidad de transmisión de toda la RTR con base en el valor de corto plazo esperado en el mercado.</p> <p>Asimismo, se aclara, que la figura de los DFPP está fuera del alcance de la presente consulta pública, los cuales serán abordados en una segunda etapa, no obstante lo anterior, la suspensión de dichos instrumentos continua vigente hasta que se realicen las modificaciones normativas que aseguren la suficiencia financiera de los mismos.</p> <p><i>La razón porque se está incluyendo una definición de RC de los DFPP en la presente consulta, es que se está separando la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP, el análisis de esta última se realizará mediante otro proceso.</i></p> <p><i>En virtud de lo anterior, no resulta atendible la observación por los participantes.</i></p>
<p>Literal b), numeral 8.3.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>CUESTAMORAS:</p> <p><i>“Las ofertas de precios para la compra de DT con período de validez anual o mensual deberán ser mayores o iguales a los precios mínimos establecidos en este procedimiento.</i></p> <p><i>Los Precios Mínimos a los que CRIE hace referencia en este cambio normativo son inviábiles, ya que para su conformación utilizan los diferenciales de precio que no tienen relación con la operación eficiente de una línea de transmisión, ni con el costo de operación y mantenimiento de la misma de un modelo eficiente. Esto produce efectos</i></p>	<p>Los precios mínimos deben guardar relación directa con el IVDT y el CVT, que son cargos de transmisión variables asociados precisamente con los diferenciales de precios de corto plazo en el MER.</p> <p>Por otra parte, se aclara que la propuesta en ningún momento atenta con el libre tránsito de energía o la libre competencia, sino que lo regula asegurando un mínimo costo aceptable asociado con la</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>adversos en la facilitación de las exportaciones y falta de seguridad para los Agentes de Mercado interesados en presentar ofertas.</i></p> <p><i>Es contraproducente este tipo de propuesta pues limita el libre tránsito de mercancías por la región y atenta contra la libre competencia, industria y comercio."</i></p>	<p>operación comercial del MER, para reducir el pago de las inversiones en transmisión a nivel regional que es pagado por agentes que no intervienen en el proceso de asignación de DT.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Literal b, numeral 8.3.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE: <i>"No se considera que los precios mínimos deban existir en el proceso de subasta ya que la metodología para su cálculo está elaborada de forma que elimina las diferencias de precios entre mercados de corto plazo que son los que dan dinamismo al mercado. Si no hay diferencias de precios, resulta poco atractivo vender o comprar en el mercado alterno desincentivando la adquisición de los mismos. Por tal motivo no deberían incluirse en el RMER como lo indica esta propuesta."</i></p>	<p>Al respecto, se aclara al participante que la metodología vigente y que se mantiene en la propuesta sujeta a consulta pública permite establecer un valor eficiente de la capacidad de transmisión de toda la RTR con base en el valor de corto plazo esperado en el mercado.</p> <p>En virtud de lo anterior, no resulta atendible la observación por el participante.</p>
<p>Literal b, numeral 8.3.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>AMM: <i>"Los precios mínimos no aportan ningún beneficio al procedimiento de subastas. Debe eliminarse este requisito, porque no incentiva la participación.</i></p> <p><i>El artículo 2 del Tratado Marco establece como fin, incentivar una mayor y competitiva participación, lo cual no se consigue con el texto propuesto.</i></p> <p><i>Eliminar de las características del mecanismo de asignación de DT lo correspondiente a precios mínimos."</i></p>	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se indica que los precios mínimos aceptables de oferta de compra de DT, tienen como propósito el normalizar la valorización de los DT ante la falta de competencia por la capacidad en sectores de la red, por esta razón la propuesta considera utilizar dichos precios solo en casos que se le identifique competencia por la compra de una determinada capacidad.</p> <p>Por lo anterior no se considera adecuado la eliminación propuesta en el comentario.</p>
<p>Numeral 8.6.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: <i>"Existen precios mínimos para períodos mensuales y anuales</i></p> <p><i>Se aplicará una proyección por series de tiempo, para obtener la proyección para cada nodo de la RTR para el período de validez anual y mensual de los DT a asignar."</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante sobre que existen dos periodos de validez, por lo que se modificará el numeral sin hacer referencia al periodo, quedando de forma general como sigue:</p> <p><i>"Se aplicará una proyección por series de tiempo, para obtener la proyección para cada nodo de la RTR para el período de validez de los DT a asignar."</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 8.6.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Respecto a la regla establecida para la verificación de la serie histórica de datos se debe tomar en cuenta que no todas las series de datos de cada nodo en un mes para el cálculo de su promedio mensual poseen una distribución normal, por lo cual emplear una muestra con el criterio del valor promedio de la data más y menor una desviación estándar no responde correctamente al objetivo que se persigue de no incluir datos no representativos en las series históricas de precios en ante. Se adjunta un ejemplo en el archivo word: "Anexo- Análisis resumido desviación de series.doc"</p> <p>Se recomienda establecer en la normativa que para la verificación se omitan eventos específicos que no estén acordes con la realidad de la operación comercial.</p> <p>Adicionalmente, se sugiere esperar por los resultados de la Consultoría de "Revisión y modificación de los derechos de transmisión a corto plazo y desarrollo de los derechos de transmisión a largo plazo" en cuanto a que se ajuste el mecanismo de participación y se defina una metodología que permita valorar mejor el pago por las capacidades de transmisión que se subastan."</p> <p>Propuesta:</p> <p>"Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios en ante que sean mayores al valor promedio mensual más la desviación estándar y con reservas que el valor promedio mensual menos la desviación estándar, para cada nodo y para cada mes según una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado."</p>	<p>Se atiende parcialmente la observación sugerida por el participante en el sentido que la sección eliminada es necesaria para reducir la muestra de datos no representativos. La edición realizada se considera pertinente por lo que se considerará en la propuesta final, razón por la cual la norma se liberá de la siguiente manera:</p> <p>"Previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR deberá realizar una verificación de las series históricas de datos de tal forma que se descarten de dichas series, todos los valores de precios en ante que cumplan con a) hayan presentado una condición de aislamiento de una o más áreas de control en un periodo de mercado determinado y b) No sean resultado de una condición de congestión en el MER, es decir que los flujos de potencia resultantes de los procesos de despacho o redespacho regional, sean menores que los valores de las restricciones de transmisión modeladas en dichos procesos."</p> <p>Por otra parte, en relación a la consultoría señalada por el participante, se indica que la presente consulta pública se realiza bajo la aplicación de la Regulación Regional, la cual establece un procedimiento a desarrollarse para la presente consulta pública, la cual no está sujeta a ninguna consultoría. Sin embargo, una vez se cuente con los resultados de dicha consultoría los mismos serán analizados por esta Comisión y se valorarán de conformidad a los procedimientos establecidos en la Regulación Regional.</p>
<p>Anexo S del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Una vez sea aprobada la resolución se debe verificar los cambios con relación a la propuesta sometida a consulta pública. De existir cambios, se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recurso necesario para las siguientes tareas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Preparación del TDR definitivo. - Análisis de los cambios al sistema. - Desarrollo de la Mejora. - Pruebas, validación y certificación de la mejora. - Puesta en Producción." 	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se señala que se considerará un periodo de indicativo para este efecto.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 8.3.4 y Anexo "S" del Libro III del RMER.</p>	<p>(SIGET): "En el numeral 7.1.2.1 Diseño General del "Informe de Diagnóstico Extraordinario – Revisión Integral del RMER – Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional", la CRIE señala lo siguiente:</p> <p><u>"Por lo anterior, y con el objeto de promover la competencia por la adquisición de DF anuales y mensuales y homoiogar los procesos de asignación de DT con iguales criterios, se considera conveniente la aplicación de precios mínimos a las oferta de compra de DT, siempre y cuando la suma de las potencias solicitadas para compra de DF, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DF existentes, no superen la MCTP o la Capacidad Operativa de Transmisión para asignación de DT (COTDT) correspondientes, lo que garantizaría hasta cierto punto, una valorización del DF con base en prácticas competitivas.</u></p> <p><i>Para lograr lo anterior, es necesario establecer en la regulación lo siguiente: El EOR aplicará el requisito de precios mínimos a las solicitudes de compra de DF con periodos de validez anual y mensual, únicamente en los casos en donde se identifique que la suma de las potencias solicitadas para compra de DF, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DF existentes, no superen las MCTP o la COTDT correspondientes".</i></p> <p><i>Explicar cuál es la racionalidad de la modificación propuesta sobre la aplicación o no de los precios mínimos por parte del EOR, según se cumpla o no la condición establecida en la letra b) del numeral 8.3.4 antes referido, ya que los agentes al presentar su solicitud de derecho de transmisión ante el EOR no saben ex ante si el EOR aplicará o no lo dispuesto en la letra antes mencionada, por lo que si los agentes solicitantes son racionales tomarán en cuenta los precios mínimos aceptables de ofertas informados por el EOR, caso contrario, es decir, que oferten por debajo de esos valores, corren el riesgo que el EOR rechace la solicitud.</i></p> <p><i>Por lo anterior, se prevé que los agentes regionales siempre incorporarán la señal económica de los precios mínimos, porque desconocen ex ante el nivel de competencia que habrá en una determinada subasta, de ahí que no se considera que la modificación propuesta sea adecuada, por lo que no se cumplirá el objetivo de promover la competencia que menciona la CRIE y, por tanto, es una modificación que no se debería incorporar.</i></p> <p><i>Muy distinto sería si previamente a la presentación de las solicitudes de DT, el EOR informa que no se considerarán los precios mínimos, en ese sentido, los agentes pueden decidir sobre el monto económico o valor de la oferta de compra del DT, pudiendo ser éstos menores a los que resultarían de aplicar dichos precios mínimos.</i></p> <p><i>Por otra parte, se considera que la aplicación de los Precios Mínimos Aceptables de Ofertas para DT son adecuados, siempre y cuando, la metodología que se utilice para su determinación permita reflejar los costos esperados de esos derechos con el objeto que no se reduzcan los ingresos al Transmisor.</i></p>	<p>Al respecto de lo planteado, se aclara que el objeto del mecanismo propuesto para determinar si se aplica o no los precios mínimos (PM) aceptables para ofertas, no tiene como objeto fomentar la no consideración de los PM entre los agentes oferentes, sino que su objetivo es permitir la participación de aquellos agentes que no cuenta con los recursos económicos para ofertar los PM y desear especular la posibilidad que se dé una mayor competencia por la misma capacidad de transmisión, por lo tanto, si un agente cuenta con la capacidad para ofertar los PM, deben considerarlo si quiere asegurar la compra de su DT ante condiciones no competitivas, esto promueve la especulación que es base importante para determinar un precios competitivo de los DF. También se aclara que los PM no se diseñaron para asegurar mayor ingreso a la transmisión (de esto se encarga la función objetivo del modelo de subasta de DT), sino para establecer un valor base en las ofertas con respecto al historial de los CVT en el MER.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Los precios mínimos tienen sentido si éstos se aplican con el objeto que ingresos que reciba el Transmisor por venta de DT sean al menos iguales a los que recibiría (montos esperados) en caso que éstos no se vendieran (no tiene sentido una venta de DT para que el Transmisor tenga menores ingresos), es decir, los precios mínimos deben ser una señal del ingreso mínimo esperado por parte del Transmisor."</i></p> <p>Propuesta:</p> <p><i>"Numeral 8.3.4 del Capítulo 8 del Libro III del RMER</i></p> <p><i>"8.3.4 El mecanismo de asignación de DT, considerará la subasta de la capacidad de transmisión disponible, con las siguientes características:</i></p> <p><i>a) Se permitirá únicamente la compra de DT;</i></p> <p><i>b) <u>Las ofertas de precios para la compra de DT con periodo de validez anual o mensual deberán ser mayores o iguales a los precios mínimos establecidos en este procedimiento, siempre y cuando se cumpla que la suma de las potencias solicitadas para compra de DT, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DT existentes, no superen la MCTP o la COTDT correspondiente.</u></i></p> <p><i>(...)" (Subrayado propio)"</i></p>	

2.4 CAPACIDAD OPERATIVA DE TRANSMISIÓN PARA DT (COTDT)

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Inciso b), literal iii. 1.3.4.1 del Libro II del RMER.	INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – JAGUAR – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín <i>"Debe eliminarse de la condición de limitar la Energía Firme solicitada, el concepto de las MCTP ya que el ejercicio de asignación en las subastas ya considera como restricciones las MCTP, dado que esa variable ya está incluida en el modelo de asignación de subastas de Derechos de Transmisión."</i>	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.
Numeral 8.1 y literal b) del numeral 8.3.4, del Libro III del RMER.	INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín: <i>"Debe eliminarse la restricción de la MCTP o la COTDT porque eso permitirá mayor competencia de los Agentes y un mayor Ingreso por las Ventas de los Derechos de Transmisión (IVDT)."</i>	Al respecto se aclara al participante, que la competencia asociada con los CF debe estar delimitada por la capacidad real de exportar e importar con firmeza en cada país, la cual debe ser

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>menor que las capacidades de transmisión totales que incluye la energía por excedente.</p> <p>Asimismo, se remite al participante a la "Precisión necesaria" descrita al inicio de la sección 2 del presente informe.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por los participantes.</p>
<p>Nacional 8.2.1 y Anexo "R" del Libro III del RMER.</p>	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: <i>"Para mayor claridad de todos los participantes del MER en relación a la capacidad máxima de transmisión que se pueda subastar en un proceso de asignación, la normativa regional debe contener un procedimiento definitivo para la capacidad de transmisión de DT que incluya la exportación, importación y porteo de cada área de control, con el objetivo de obtener un marco jurídico estable.</i></p> <p><i>El EOR deberá considerar que dicho procedimiento incluya los valores máximos de exportación, importación y porteo (MCTP) calculados para cada área de control para todos los meses de vigencia (12 meses) en una subasta de DF anual."</i></p>	<p>Se acoge el comentario y se harán los ajustes correspondientes en la definición de las Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP); asimismo, se adicionarán en el Glosario y Definiciones del Anexo R lo relativo a lo que debe entenderse como Importación Total y Exportación Total; y esto se tome en cuenta en el cálculo de las COTDT.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera: En Glosario I del RMER:</p> <p><i>"Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP): Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte – sur y sur – norte). Importación Total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y Exportación Total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR)."</i></p>
<p>Anexo R al Libro III del RMER.</p>	<p>IC CONSULTORÍA – MERCADOS ELECTRICOS DE CENTROAMERICA - MERELEC GUATEMALA: <i>"La Propuesta de CRIE las realidades nacionales de</i></p>	<p>Se acoge parcialmente el comentario. En tal sentido el Libro III del RMER establece en los</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>limitantes de transmisión que apoyen a los países que forman el MER, forzando a cada País a tener que aceptar MCTP's limitadas en los Procesos de Subastas Anuales, que no reflejan las capacidades de transmisión mensuales, las cuales pueden variar por características propias nacionales del desarrollo económico.</p> <p>Esta situación, combinada con la implementación del CARV propuesta por CRIE, afecta contra la seguridad y confiabilidad de los sistemas nacionales, ya que un OSOM podría tomar la decisión de no limitar sus importaciones o exportaciones para evitar los efectos económicos que afectarían a la demanda de su país que pueden producirse por la aplicación del CARV pudiendo ocasionar así una operación nacional con mayor riesgo para el país y para el MER.</p>	<p>numerales 4.2.1 y 5.2.7.3 lo siguiente: "4.2.1 La Capacidad Operativa de Transmisión de la RTE será determinada para los posibles escenarios de funcionamiento del MER. En cada escenario evaluado, los cuales serán establecidos por el EOR, se deberá asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y lo estipulado en las regulaciones de cada País."</p> <p>"5.2.7 Resultados de los Estudios (...) 5.2.7.3 Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según correspondiera al tipo de estudio, podrán incluir lo siguiente: (...) 6) Los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control; 7) Restricciones eléctricas y operativas en el SER; (...) 7) en virtud de lo anterior el EOR como responsable de determinar las MCTP, considera lo estipulado en las regulaciones de cada país, entre ellas toma en cuenta las condiciones técnicas operativas que le reportan los OSOMs para el cálculo de las MCTP de esta forma se toman en consideración las realidades nacionales de transmisión de los países, más aún ahora que el EOR determina de forma mensual las MCTP.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OSOMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control".</p>
Anexo R al Libro III del RMER.	MERCADOS ELÉCTRICOS DE CENTROAMERICA: "Se plantea que para los DF anuales se considere las MCTP de solo dos escenarios (época seca y época lluviosa).	Se acoge parcialmente el comentario. En tal sentido el Libro III del RMER establece en los

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Se considera que, si se quiere tomar en cuenta la estacionalidad en el proceso de asignación de los DT, lo mejor sería utilizar los valores más recientes de los estudios de MCTP, para los meses a subastar. Ya que si se usan los valores de los estudios semestrales no se obtiene la estacionalidad deseada y lo más probable es que se tengan DTs no factibles. Por lo que se solicita modificar la definición de "Derechos de Transmisión Anuales (DTA)".</i></p> <p><i>En este artículo se menciona la estacionalidad para la capacidad operativa a utilizar en la asignación de DTs. Para tener resultados más representativos a la operación real del SER solicitamos incluir una nota indicando que la asignación se realizará con pasos mensuales de estas MCTP, en caso sea requerido por los OS-OM, y tal como ha sido especificado por el EOR en las últimas asignaciones con vigencia anual.</i></p> <p><i>Además, para la asignación de los derechos de transmisión (COTDI), entre dos áreas de control adyacentes del sistema eléctrico regional, se solicita establecer que estos valores estarán limitados por la máxima capacidad de importación total de un área de control.</i></p>	<p>numerales 4.2.1 y 3.2.7.3 lo siguiente: "4.2.1 La Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR será determinada para los posibles escenarios de funcionamiento del MER. En cada escenario evaluado, los cuales serán establecidos por el EOR, se deberá asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y lo estipulado en las regulaciones de cada País." y "3.2.7 Resultados de los Estudios # (...) 3.2.7.3 Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según correspondiera al tipo de estudios, podrán incluir lo siguiente: (...) a) Los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control; b) Restricciones eléctricas y operativas en el SER; (...)"; en virtud de lo anterior el EOR como responsable de determinar las MCTP, considera lo estipulado en las regulaciones de cada país, entre ellas toma en cuenta las condiciones técnicas operativas que le reportan los OS-OMs para el cálculo de las MCTP de esta forma se toman en consideración las realidades nacionales de transmisión de los países; más aún ahora que el EOR determina de forma mensual las MCTP. En virtud de lo anterior se harán los ajustes a la normativa, considerando que actualmente el EOR realiza estudios de seguridad operativa con actualizaciones mensuales para la determinación de las MCTP, de conformidad con la Resolución CRIE P-19-2014.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control".</p>
<p>Anexo R del Libro III del RMER.</p>	<p>LA DEFENSORÍA DEL CONSUMIDOR: <i>"La operación real del sistema debe considerarse para evitar cargos que afecten a las demandas nacionales. La propuesta establece que para los DF anuales se considerarían las MCTP en dos escenarios (Época seca y época lluviosa), ello a efectos de incorporar la estacionalidad en el proceso de asignación de los DT. En este caso es recomendable utilizar los valores recientes de los estudios de MCTP para los meses a subastar, esto implica que para obtener representatividad de la operación real, la asignación debería realizarse con MCTP mensuales cuando sea requerido por los OS/OM. De esta forma se reducen posibles incumplimientos en los CF.</i></p> <p><i>En ese mismo orden, es importante delimitar que los valores para la asignación de los derechos de transmisión (Entre dos áreas de control adyacentes del sistema eléctrico regional) estén limitados por la máxima capacidad de importación total de un área de control."</i></p>	<p>Se acoge el comentario y se harán los ajustes a la normativa, considerando que actualmente el EOR realiza estudios de seguridad operativa con actualizaciones mensuales para la determinación de las MCTP, de conformidad con la resolución CRJE P-19-2014.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control".</i></p>
<p>Anexo R del Libro III de RMER.</p>	<p>LA DEFENSORÍA DEL CONSUMIDOR: <i>"En sintonía con la observación anterior, se recomienda establecer un criterio para la verificación de la factibilidad técnica de los DF a asignar".</i></p>	<p>Se considera que lo solicitado por el participante es reiterar lo ya establecido, considerando que en el cálculo de las MCTP y las COTDT ya se aborda todo lo referente al cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales, las actualizaciones de las MCTP establecidas en la Regulación Regional, los mantenimientos programados, la estacionalidad representada en pasos mensuales, y los contratos regionales existentes.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 5.2 del Libro III del RMR.</p>	<p>ETESAL: "En la operación del MER, se han presentado casos en los cuales los valores de Mínimas Capacidades de Transmisión de Potencia (MCTP) entre las áreas de control, se han registrado por reducción de la mínima capacidad de importación en un área de control y apertura de las interconexiones de un área de control con el resto del SER.</p> <p>En los casos anteriores, los flujos de potencia de los Derechos de Transmisión (DT), resultan superiores a las MCTP, afectando inicialmente a los DTs, generando cargas a la transmisión y luego a la demanda, ante congestiones ficticias."</p>	<p>Se acoge el comentario y se harán los ajustes a la normativa, considerando que actualmente el EOR realiza estudios de seguridad operativa con actualizaciones mensuales para la determinación de las MCTP, de conformidad con la resolución CRCE P-19-2014.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la mínima capacidad de importación total de un área de control."</p>
<p>Artículo "R" del Libro III del RMR.</p>	<p>ETESAL: "En la operación del MER, se presentaron casos en los cuales los valores de Mínimas Capacidades de Transmisión de Potencia (MCTP) entre las áreas de control, se han registrados por reducción de la mínima capacidad de importación en un área de control y apertura de las interconexiones de un área de control con el resto del SER.</p> <p>En los casos anteriores, los flujos de potencia de los Derechos de Transmisión (DT), resultan superiores a las MCTP, afectando inicialmente a los DTs, generando cargas a la transmisión y luego a la demanda, ante congestiones ficticias."</p>	<p>Se acoge el comentario y se harán los ajustes a la normativa, considerando que actualmente el EOR realiza estudios de seguridad operativa con actualizaciones mensuales para la determinación de las MCTP, de conformidad con la Resolución CRCE P-19-2014.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el</p>

Forland
184

Ⓢ *7*

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control".
Nomenclaturas del Glosario de Libro I del RMER.	CEL: "En el término COTDT, se debe especificar que la máxima importación a que se hace referencia en este artículo es la máxima importación TOTAL del área de control. Si la máxima importación total es menor que la suma de la importación norte sur y sur norte, la asignación de DFs se debe limitar a la máxima importación total del área de control. Esto es necesario para evitar una sobreasignación de DFs por una mala consideración de este término, tal como ya ha ocurrido antes."	Se acoge el comentario y se agregará dicha definición al Glosario del Libro I del RMER y en el Glosario y Definiciones del Anexo R. "Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de DT (COTDT) Valor de capacidad operativa de transmisión que el EOR utilizará para realizar el proceso de asignación de Derechos de Transmisión."
Anexo R del Libro III del RMER.	CEL: "La consideración de solamente dos escenarios (época seca y época lluviosa) de las MCTP es insuficiente ya que existen elementos adicionales en la matriz energética de los países que pueden modificar el patrón de generación y la cantidad de energía que un país puede importar o exportar manteniendo los criterios de calidad y seguridad establecidos en el RMER. Lo mejor sería utilizar los valores más recientes de los estudios de MCTP, para los meses a subastar. Ya que si se usan los valores de los estudios semestrales no se obtiene la estacionalidad deseada y lo más probable es que se tengan DTs no factibles. Por lo que se solicita modificar la definición de "Derechos de Transmisión Anuales (DTA)". Para la asignación de los derechos de transmisión (COTDT), entre dos áreas de control adyacentes del sistema eléctrico regional, se debe establecer que los valores estarán limitados por la máxima capacidad de importación total de un área de control."	Se acoge parcialmente el comentario. En tal sentido el Libro III del RMER establece en los numerales 4.2.1 y 5.2.7.3 lo siguiente: "4.2.1 La Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR será determinada para los posibles escenarios de funcionamiento del MER. En cada escenario evaluado, los cuales serán establecidos por el EOR, se deberá asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño: lo estipulado en las regulaciones de cada País." ; "5.2.7 Resultados de los Estudios // (...) 5.2.7.3 Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, podrán incluir lo siguiente: (...) o) Los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control; p) Restricciones eléctricas y operativas en el SER; (...)."; en virtud de lo anterior el EOR como responsable de determinar las MCTP, cuando determina las MCTP considera lo estipulado en las regulaciones de cada país, entre ellas toma en cuenta las condiciones técnicas operativas que le reportan los OS/OMs para el cálculo de las MCTP de esta forma se toman en consideración las realidades nacionales de transmisión de los países; más aún ahora que el EOR determina de forma mensual las MCTP. En virtud de lo anterior se harán los ajustes a la normativa, considerando que actualmente el EOR realiza estudios de seguridad operativa con

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>actualizaciones mensuales para la determinación de las MCTP, de conformidad con la Resolución CRIE P-19-2014.</p> <p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control".</i></p>
<p>Anexo R del Libro II del RMER.</p>	<p>CND ETESA: "Con estas definiciones para las estaciones de Verano: Comprende los meses asociados a la época seca del año y estación de Invierno: Comprende los meses asociados a la época lluviosa del año. ¿qué criterio será usado para determinar los meses de las estaciones si esto varía de acuerdo al país?"</p>	<p>Al respecto de lo indicado por el participante, se indica que los estudios de seguridad operativa a considerar no serán semestrales sino mensuales, por lo que no es necesario establecer ningún criterio para determinar los meses de las estaciones. En virtud de lo anterior, las definiciones de estación de verano y estación de invierno incluidas en la propuesta para el Anexo R se procederán a eliminar del procedimiento de cálculo de las COTDT.</p>
<p>Glosario del Libro I, Capítulo 16 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Es necesario que la CRIE adopte y defina los mismos conceptos de Importación Total y Exportación Total que se utilizan actualmente para el Predespacho Regional diario: "Importación Total es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR" y "Exportación Total es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR".</p> <p>Propuesta:</p>	<p>El participante lleva razón en cuanto a que es necesario que se definan y adopten los mismos conceptos que se utilizan en el Predespacho Regional diario, razón por la cual se harán los ajustes correspondientes en la definición de las Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP); asimismo, se adicionarán en el Glosario y Definiciones del Anexo R lo relativo a lo que debe entenderse como Importación Total y Exportación Total, con el objeto de que dichas</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>“Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP): Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte-sur y sur -norte), importación total (importación norte más importación sur) y exportación total (exportación norte más exportación sur). <u>Importación Total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y Exportación Total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR).</u>”</i></p>	<p>definiciones se tomen en cuenta para el cálculo de las COTDT.</p> <p>En virtud de lo anterior se acoge el comentario presentado por el participante y la norma se leerán de la siguiente manera:</p> <p>En Glosario I del RMER:</p> <p>“<i>Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP): Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte-sur y sur -norte), importación Total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y Exportación Total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR).”</i></p> <p>En el Anexo R se adicionan las siguientes definiciones:</p> <p><i>“Importación Total Es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR.</i></p> <p><i>Exportación Total Es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR.”</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Líteral b) Numeral 8.3.4, del Libro III</p>	<p>EOR: "Se identifica que la regla a aplicar durante la revisión técnica de solicitudes no es totalmente clara con el cumplimiento de requisitos, ya que la suma de las potencias solicitadas puede alcanzar el valor de las COTDT o MCTP pero si alguna no cumple los requisitos establecidos en los numerales 8.3.5 y 8.3.10 se puede ver disminuido el valor solicitado (Solicitudes aceptadas a considerar en el Programa de Selección de Solicitudes) lo cual afecta el proceso al aplicar solicitudes que requieran un precio mínimo.</p> <p>Adicionalmente, se observa que el planteamiento de dicha regla para aplicar el precio mínimo de oferta de compra para DT puede suscitar casos de colusión de mercado, ya que los agentes pueden ponerse de acuerdo para superar las COTDT o MCTP, ofertando precios extremadamente bajos a los que no se les aplicaría precio mínimo. Lo anterior desvirtuaría la remuneración de la transmisión en la subasta.</p> <p>Por todo lo anterior, se sugiere esperar por los resultados de la Consultoría de "Revisión y modificación de los derechos de transmisión a corto plazo y desarrollo de los derechos de transmisión a largo plazo" en cuanto a que se ajuste el mecanismo de participación y se defina una metodología que permita valorar mejor el pago por transmisión de las capacidades de transmisión que se subastan.</p> <p>b) Las ofertas de precios para la compra de DT con período de validez anual o mensual deberán ser mayores o iguales a los precios mínimos establecidos en este procedimiento, siempre y cuando se cumpla que la suma de las potencias solicitadas para compra de DT, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DT existentes, no superen la MCTP o la COTDT correspondiente."</p>	<p>Se acoge parcialmente la propuesta por el participante en el sentido de aclarar la revisión técnica de requisitos. Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"b) Las ofertas de precios para la compra de DT con períodos de validez anual o mensual deberán ser mayores o iguales a los precios mínimos establecidos en este procedimiento, siempre y cuando se cumpla con i) Los requisitos establecidos en los numerales 8.3.10 y 8.3.11 de este capítulo y; ii) que la suma de las potencias, para compra de DT, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DT existentes, no superen la COTDT correspondiente."</p> <p>Ahora bien, en cuanto a la supuesta posibilidad de colusión entre los agentes, no se considera que la misma promueva la colusión entre los agentes. Por otro lado, si se llegara a observar alguna práctica anticompetitiva por parte de los agentes, esta podría ser investigada por parte de la CRIE, lo anterior derivado de sus facultades de supervisión y vigilancia del MER, y que, en caso de identificarse alguna infracción a la Regulación Regional, podrán imponerse las sanciones que establece dicha normativa.</p> <p>Por otra parte, en relación a la consultoría señalada por el participante, se indica que la presente consulta pública se realiza bajo la aplicación de la Regulación Regional, la cual establece un procedimiento a desarrollarse para la presente consulta pública, la cual no está sujeta a ninguna consultoría. Sin embargo, una vez se cuente con los resultados de dicha consultoría los mismos serán analizados por esta Comisión y se valorarán de conformidad a los procedimientos establecidos en la Regulación Regional.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Anexo R del Libro III del RMER.	<p>EOR: <i>"Es necesario que la CRJE adopte y defina los mismos conceptos de Importación Total y Exportación Total que se utilizan actualmente para el Predespacho Regional diario: "Importación Total es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR" y "Exportación Total es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR"."</i></p>	<p>Se recoge el comentario y se harán los ajustes correspondientes en la definición de las Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP); asimismo, se adicionarán en el Glosario y Definiciones del Anexo R lo relativo a lo que debe entenderse como Importación Total y Exportación Total; y esto se tome en cuenta en el cálculo de las COTDT.</p>
		<p>Por lo que la norma se leerá de la siguiente manera: En Glosario I del RMER:</p>
		<p><i>Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP): Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte – sur y sur – norte), Importación Total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y Exportación Total (es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR)."</i></p>
		<p>En el Anexo R se adicionan las siguientes definiciones:</p>
		<p><i>"Importación Total = Es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR.</i></p>
		<p><i>Exportación Total= Es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 1 del Anexo R del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "La CRE debe definir que dichos estudios semestrales corresponderán a los estudios de MCTP de los meses de Marzo para época seca y de Septiembre para época húmeda, ya que son los estudios que representan con mayor certidumbre las condiciones operativas de ambas épocas respectivamente; o en su defecto se sugiere incluir en la regulación, que cada OS OMI remitirá con al menos un mes antes de la publicación de la información previa para la asignación de DT anuales, los 12 valores correspondientes al período de vigencia de la asignación para ser revisados y validados por el EOR.</p> <p>1. <u>Derechos de Transmisión Anuales (DTA):</u> Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los estudios de MCTP de los meses de Marzo para época seca y de Septiembre para época húmeda, ya que son los estudios que representan con mayor certidumbre las condiciones operativas de ambas épocas respectivamente a los dos últimos estudios de seguridad operativa semestrales publicados por el EOR, de manera que se considere la estacionalidad en el proceso de asignación de DT."</p>	<p>un área de control, siempre y cuando el OS OMI no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR).</p> <p>Al respecto de lo planteado por el participante, se aclara que la normativa será mejorada en el sentido de que se consideren los últimos doce estudios de seguridad operativa de cada uno de los 12 meses anteriores a la Subasta de DF Anual.</p> <p>Ajuste que se hará de la siguiente manera:</p> <p>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS OMI, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control."</p>
<p>Numeral 2 del Anexo R del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Se sugiere eliminar la frase "el último estudio de seguridad operativa semestral vigente" ya que es redundante y genera confusión.</p> <p>1. <u>Derechos de Transmisión Mensuales (DTM):</u> Para la asignación de Derechos de Transmisión Mensuales, el estudio de seguridad operativa vigente que se utilizará para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderá a la actualización mensual que el EOR realiza realice al último estudio de seguridad operativa semestral vigente."</p>	<p>Se acoge el comentario aclarando que el estudio de seguridad operativa vigente que se utilizará para el cálculo de las COTDT, corresponderá a la actualización mensual que el EOR deberá haber realizado en el mes anterior a la subasta de DF Mensual.</p> <p>Ajuste que se hará de la siguiente manera:</p> <p>"Derechos de Transmisión Mensuales (DTM): Para la asignación de Derechos de Transmisión Mensuales, el estudio de seguridad operativa vigente que se utilizará para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderá a la actualización mensual que el EOR debió haber realizado en el mes anterior a la subasta de DF Mensual."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 7 del Anexo R del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Se sugiere a la CRIE especificar claramente que se publicará el valor de cada MCTP (Porteo, Importación y Exportación) más restrictivo entre los 3 escenarios de demanda para cada dirección Norte-Sur y Sur-Norte."</p>	<p>Se acoge el comentario ampliando el numeral 7 del procedimiento detallado del Anexo R del Libro III del RMER, en el tanto que el EOR publicará en la información previa a la convocatoria de la asignación respectiva de DT, los valores individuales de MCTP que incluya los valores de Porteo, Importación y Exportación más restrictivos entre los 3 escenarios de demanda para cada dirección Norte-Sur y Sur-Norte; así como la demás información que ya está contenida en la propuesta normativa.</p> <p>Ajuste que se leerá de la siguiente manera: "El EOR publicará en la información previa a la convocatoria de la asignación respectiva de DT, tanto los valores resultantes de los paros 1 al 5 anteriores, como los valores individuales de MCTP (Porteo, Importación y Exportación) más restrictivos entre los 3 escenarios de demanda para cada dirección Norte-Sur y Sur-Norte, resultantes del estudio de seguridad operativa vigente y de sus actualizaciones correspondientes, al momento de la publicación de las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT."</p>
<p>Numeral 9, literal c) del Anexo R del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Es necesario que la CRIE adopte y defina los mismos conceptos de Importación Total y Exportación Total que se utilizan actualmente para el Predespacho Regional diario: "Importación Total es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR" y "Exportación Total es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR".</p> <p>Así mismo, los OS/OM definen sus capacidades de Importación Total y Exportación Total para la asignación de DT por lo que no necesariamente estarán vigentes a la fecha de publicación de la información previa, por tanto se sugiere el cambio propuesto en la redacción de este literal.</p>	<p>Se acoge el comentario y se harán los ajustes correspondientes en el numeral 9, literal c) del procedimiento detallado del Anexo R del Libro III del RMER relativo a lo indicado de Importación Total y Exportación Total; y esto se tome en cuenta en la validación eléctrica de los resultados de la asignación de DT, para asegurar que las mismas no se superen. La definición de los términos Importación Total y Exportación Total está incluida en el Glosario y Definiciones del Anexo R de dicho Libro.</p> <p>Ajuste que se leerá de la siguiente manera:</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>c) Las capacidades totales de exportación <u>total</u> e importación <u>total</u> por área de control ("Importación Total es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR" y "Exportación Total es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR" capacidad de transferencia norte más capacidad de transferencia sur, informados por el EOR en la fecha de publicación de la información previa para la asignación de DT correspondientes vigentes al momento de la publicación de las COTDT."</i></p>	<p>"c) Las capacidades de Exportación Total e Importación Total por área de control, informadas por el EOR en la fecha de publicación de la información previa para la asignación de DT correspondientes."</p>
<p>Numeral 8.2.2 del Libro III del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La Sección 8.2.2 establece:</p> <p><i>La COTDT será el 100% de la Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR. Si la capacidad operativa de transmisión entre áreas de control es mayor que la capacidad de importación de una de ellas, entonces se utilizará el 100% de esta última capacidad.</i></p> <p><i>Esto puede ser una disposición apropiada para la Subasta Mensual de DT. Sin embargo, una liberación de la capacidad de transmisión tan agresiva en la Subasta Anual de DTs puede dar lugar a un déficit de ingresos en el pago de los DT asignados.</i></p> <p><i>Recomendamos que se minimice el déficit de ingresos debido a las interrupciones de transmisión, la liberación de la capacidad de transmisión operativa (OTC) de la RTR debe ser conservadora y gradual de las subastas de DT, desde a largo plazo hasta anual, y finalmente mensualmente."</i></p>	<p>Sobre lo señalado se aclara, que el valor del 100% al que hace referencia la propuesta señalada, no significa que sea el 100% de la capacidad de transmisión, sino que se refiere que es el 100% del valor mínimo entre todos los valores de los escenarios de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, por lo que este valor es menor que la capacidad de transmisión. De esta forma se considera una prudencia (minimizar) en la capacidad a asignarse en DT.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Numeral 8.4.5 del Libro III del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La Sección 8.4.5 establece:</p> <p><i>Para las asignaciones de los DT, solamente se considerará el estado base sin contingencias, en la aplicación del PSS conforme lo establecido en el anexo D del presente libro, en virtud que el cálculo de las máximas transferencias de potencia entre áreas de control ya considera los distintos tipos de contingencias.</i></p> <p><i>No estamos de acuerdo con esa disposición.</i></p> <p><i>Todas las restricciones de transmisión que se aplican en el modelo de despacho MER deben aplicarse en las subastas de DT. Esto es particularmente importante para las restricciones por contingencia. Las restricciones de contingencia preventivas pueden reducir sustancialmente la capacidad de transmisión operativa en instalaciones de transmisión críticas. Cualquier desviación de este principio abre la puerta a la insuficiencia financiera.</i></p>	<p>Sobre lo señalado se aclara, que el EOR ha manifestado que al considerar todas las contingencias de la RTR (n-1) a la hora de calcular las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre Áreas de Control (MCTP), que son la base para determinar las COTDT, con las que se limita la asignación de los DT, se está asegurando desde el inicio que dichas asignación lleva implícitamente las restricciones asociadas a las contingencias, y que por lo tanto no es necesario hacer dicha validación dentro del modelo de asignación de DT.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Recomendamos fuertemente asegurarse de que todas las restricciones de transmisión que se aplican en el modelo de predespacho del MER también se apliquen en las subastas de DT."</i></p>	
<p>Número 1 del Anexo R del Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: <i>"En el numeral 1 de los Criterios para la determinación de las Capacidades Operativas de Transmisión entre dos áreas de control adyacentes del Sistema Eléctrico Regional (SER) de este anexo se establece: " (...) Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los dos últimos estudios de seguridad operativa semestrales publicados por el EOR, de manera que se considere la estacionalidad en el proceso de asignación de DT.", sobre esta disposición se solicita confirmar si se determinarán valores mensuales de Capacidades Operativas de Transmisión (COT) a utilizarse en los procesos de asignación anual de Derechos de Transmisión (DT), pudiendo resultar de la aplicación de ese procedimiento valores distintos de COT para cada mes.</i></p> <p><i>En la disposición antes citada, se establece que se utilizarán COT de los dos últimos estudios semestrales de seguridad operativa, no obstante, por la dinámica misma de los sistemas nacionales de potencia, si los OS/OM determinan que las COT de esos estudios ya no son representativas, deberían poder remitir al EOR un informe técnico actualizando las COT mensuales, de forma tal que si son validados por el EOR, esos sean los que se utilicen en las subastas de DT, tal y como lo ha realizado en el pasado la Unidad de Transacciones u otro OS/OM. De no estar considerado lo antes mencionado, se sugiere que la CRIE analice su incorporación en la propuesta de modificaciones al RMER y en particular en el Anexo R propuesto.</i></p> <p><i>Añadir al Libro III del RMER el Anexo "R" denominado "Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de transmisión para la asignación de Derechos de Transmisión (DT) y la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) - usando validación eléctrica con MCTP", "</i></p>	<p>El participante lleva razón en cuanto a que los valores de las COT de los estudios semestrales pudieran en algún momento no ser representativos, razón por la que se acoge el comentario y se procederá a modificar la propuesta en el sentido de que se utilicen para este caso estudios de seguridad operativa mensuales de cada uno de los 12 meses anteriores a la Subasta de DT Anual y se incluye lo que cabe entenderse como Importación Total y Exportación Total, donde cabe la posibilidad de que el OS/OM puedan definir su Importación Total o Exportación Total con la respectiva validación del EOR.</p> <p>Ajuste que se hará de la siguiente manera:</p> <p>Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control.</p> <p>Importación Total = Es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR.</p> <p>Exportación Total = Es el mayor valor entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR).</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		En cuanto a lo señalado sobre "Adicionar al Libro III del RMER el Anexo "R"", se aclara que, el mismo ya forma parte de la propuesta sometida a consulta pública.
Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER.	<p>UT:</p> <p><i>"En el desarrollo del término COTDT, solicitamos especificar que la máxima importación a que se hace referencia en este artículo es la máxima importación TOTAL del área de control. Si la máxima importación total es menor que la suma de la importación norte sur y sur norte, la asignación de DFs se debe limitar a la máxima importación total del área de control. Esto es necesario para evitar una sobreasignación de DFs por una mala consideración de este término, tal como ha ocurrido en el pasado.</i></p> <p><i>Adicionar a la sección Definiciones del Glosario del Libro I del RMER la definición de COTDT, para evitar confusiones con la Capacidad Operativa de Transmisión (COP).</i></p> <p><i>Se solicita adicionar definición del término COTDT, al Glosario del Libro I del RMER, de tal forma que se lea así:</i></p> <p><i>Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de los DT (COTDT): Valor de capacidad operativa de transmisión que el EOR utilizará para realizar el proceso de asignación de Derechos de Transmisión."</i></p>	<p>Se acoge el comentario y se agregará dicha definición al Glosario del Libro I del RMER y en el Glosario y Definiciones del Anexo R.</p> <p>En virtud de lo anterior, la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de DT (COTDT) Valor de capacidad operativa de transmisión que el EOR utilizará para realizar el proceso de asignación de Derechos de Transmisión."</p>
Numeral 1. Anexo R del Libro III del RMER.	<p>UT:</p> <p><i>"Se plantea que para los DF anuales se considere los MCTP de solo dos escenarios (época seca y época lluviosa). Se considera que, si se quiere tomar en cuenta la estacionalidad en el proceso de asignación de los DT, lo mejor sería utilizar los valores más recientes de los estudios de MCTP, para los meses a subastar. Ya que si se usan los valores de los estudios semestrales no se obtiene la estacionalidad deseada y lo más probable es que se tengan DTs no factibles. Por lo que se solicita modificar la definición de "Derechos de Transmisión Anuales (DTA)".</i></p> <p><i>En este artículo se menciona la estacionalidad para la capacidad operativa a utilizar en la asignación de DFs. Para tener resultados más representativos a la operación real del SER, solicitamos incluir una nota indicando que la asignación se realizará con pasos mensuales de estas MCTP, en caso sea requerido por los OSOM, y tal como ha sido especificado por el EOR en las últimas asignaciones con vigencia anual.</i></p> <p><i>Además, para la asignación de los derechos de transmisión (COTDT), entre dos áreas de control adyacentes del sistema eléctrico regional, se solicita establecer que estos</i></p>	<p>Se acoge el comentario y se harán los ajustes a la normativa, considerando que actualmente el EOR realiza estudios de seguridad operativa con actualizaciones mensuales para la determinación de las MCTP, de conformidad con la Resolución CRIE P-19-2014.</p> <p>Respecto a establecer que los valores de las COTDT estén limitados por la máxima capacidad de importación total de un área de control, se acoge lo indicado por el Participante, para tal razón se harán los ajustes correspondientes en la definición de Derechos de Transmisión Anuales (DTA), tal como lo indica el Participante.</p> <p>En razón de lo anterior, la definición se leerá de la siguiente manera:</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>valores estarán limitados por la máxima capacidad de importación total de un área de control.</p> <p>Se solicita modificar el numeral 1. del Anexo R del Libro III del RMER, de tal forma que se lea así:</p> <p><i>Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los dos-doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales semestrales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, que corresponden a los meses abarcados por la subasta, de manera que se considere la estacionalidad en el proceso de asignación de DT y la máxima capacidad de importación total de un área de control."</i></p>	<p><i>"Derechos de Transmisión Anuales (DTA): Para la asignación de Derechos de Transmisión Anuales, los estudios de seguridad operativa vigentes que se utilizarán para el cálculo de las Capacidades Operativas de Transmisión para DT, corresponderán a los doce últimos estudios de seguridad operativa mensuales validados y publicados por el EOR, en coordinación con los OS/OMs, que corresponden a los meses abarcados por la subasta anual, y además se considere en el proceso de asignación de DT la máxima capacidad de importación total de un área de control."</i></p>
<p>Numeral 1, Anexo R del Libro III del RMER.</p>	<p>UT:</p> <p><i>"En los "Criterios para la determinación de las Capacidades Operativas de Transmisión entre dos áreas de control adyacentes en el Sistema Eléctrico Regional (SER)" se debe retomar, para el caso de verificar la factibilidad técnica de los DF a asignar, lo incluido como parte que según la propuesta, debería hacer la ANC en el fase de autorización/certificación de energía máxima a autorizar como energía firme, ya que es en la instancia de la subasta donde tiene sentido técnico y económico limitar la cantidad de Derechos de Transmisión a asignar.</i></p> <p>Se solicita agregar un numeral 5. del Anexo R del Libro III del RMER, conforme al siguiente texto:</p> <p><i>Criterios para la determinación de las capacidades operativas de transmisión entre dos áreas de control adyacentes del sistema eléctrico regional (SER):</i></p> <p>(...)</p> <p><i>5. La cantidad de Derechos de Transmisión a asignar deberá considerar, además de lo antes indicado, durante el periodo de vigencia de dichos Derechos de Transmisión, al menos el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales, las actualizaciones de las MCTP establecidas en la Regulación Regional, los mantenimientos programados, la estacionalidad representada en pasos mensuales, y los contratos regionales existentes."</i></p>	<p>Al respecto se aclara, que la Regulación Regional en el numeral D6.2 del Anexo D del Libro III y en la definición de "Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia" propuesta para ser agregada en la sección de definiciones el Libro I del RMER, ya considera que la asignación de los DT debe considerar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales, las actualizaciones de las MCTP establecidas en la Regulación Regional, los mantenimientos programados, por lo que no se considera necesario establecer esto a nivel del anexo R.</p>
<p>Numeral 6 del Anexo R del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: "Punto 6 del procedimiento detallado: Solicitamos desarrollar claramente el tema de la reconfiguración de DT, ya que el numeral 8.7 del libro III del RMER actual fue</p>	<p>Al respecto se aclara lo siguiente, el procedimiento del Anexo R propuesto considera que una vez se</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>eliminado, y solicitamos mantenerlo. Este punto 6 solo menciona que se puede reconfigurar, pero no da más detalles. Al respecto consideramos la inclusión en el RMER, a través del Anexo propuesto denominado "Reconfiguración de Derechos de Transmisión" de la propuesta de reconfiguración ante modificaciones en la capacidades de transmisión solicitadas por la áreas de control, estas últimas con el objetivo de mantener la operación bajo los niveles adecuados de calidad y seguridad del servicio.</i></p> <p><i>Se solicita mantener y trasladar los numerales 8.7.1 y 8.7.2 del Libro III del RMER vigente al Anexo T propuesto denominado "Reconfiguración de Derechos de Transmisión", con las modificaciones realizadas en dicho Anexo."</i></p>	<p>cuenta con el mecanismo de reconfiguración de DT, se aplique según se indica en dicho procedimiento. Sin embargo, se tiene previsto la implementación de este procedimiento de reconfiguración para una segunda etapa posterior al presente proceso, por los motivos que razonan en las respuestas relacionadas con el Anexo T propuesto por la UT.</p>
<p>Numeral 10 del Anexo R del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: <i>"Punto 10 del procedimiento detallado: Este punto expresa que si en la validación eléctrica ocurre que se supera uno o varios de los valores listados en el numeral 9 anterior, se realizará una nueva ejecución del PSS, en donde se procederá a realizar los ajustes respectivos hasta solucionarlo, pero sin especificar son estos ajustes. Solicitamos que se definan detalladamente, indicando si son ajustes a nivel del modelo matemático de subasta, si es un ajuste en las ofertas de DTs o en consistirá este ajuste.</i></p> <p><i>Se solicita definir el tipo de ajustes a los cuales hace referencia el punto 10 del procedimiento detallado cuando establece "se procederá a realizar los ajustes respectivos hasta solucionarlo".</i></p>	<p>Se aclara que los ajustes a los que hace referencia el procedimiento, son los mismos que el EOR debe ejecutar cuando, a través de las verificaciones complementarias, se identifican que los resultados de un modelo de optimización (predespacho regional o subastas) no resultan factibles, esta función es propia de la especialidad técnica del EOR como operador regional en el marco de sus facultados y alcances con base en la Regulación Regional.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>

2.5 MODELO DE ASIGNACIÓN DE DT

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Anexo D del Libro III del RMER</p>	<p>AMM: <i>"Se retoma una resolución que ya había sido corregida, mediante fe de errata. Debe utilizarse resolución correcta, CRIE-31-2018. El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes.</i></p>	<p>Se atiende la observación</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<i>Anexo D corregir la condicionante de la formula del numeral 9.4.1 la cual ya había sido corregida en la resolución CRIE-31-2018. $SI F_{L^*DT} > 0.1$ debería ser $SI F_{L^*DT} \geq 0.1$</i>	
Anexo D del Libro III del RMER.	AMM: "Se retoma una resolución que ya había sido corregida, mediante fe de errata. Debe utilizarse resolución correcta, CRIE-31-2018. El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes. Anexo D corregir la condicionante de la formula del literal c, del numeral 9.2.3 la cual ya había sido corregida en la resolución CRIE-31-2018. $SI F_{L^*DT} > 0.1$ debería ser $SI F_{L^*DT} \geq 0.1$ "	Se atiende la observación
Numeral 8.4.4 Anexo D, Libro III del RMER.	CUESTAMORAS: "La formulación matemática del modelo, debe considerar en los casos que la expresión que maximiza el monto total recaudado contenga valores negativos, asignar el Derecho Firme con un monto total de cero, siempre y cuando la solución sea factible. <i>En el proceso de subasta M022020, ocurrió este caso, en el cual las solicitudes presentadas van en sentido contrario al flujo de los DF de asignaciones previas, aliviando pérdidas, ante lo cual el modelo no realizó ninguna asignación, habiendo capacidad disponible y siendo una solución factible. Se recomienda que en estos casos la asignación se realice a precio cero, con las ofertas totales o parciales que podrían ser asignadas según la disponibilidad."</i>	Se aclara al participante que la formulación matemática señalada (función objetivo) únicamente está siendo consolidada en el RMER, El comentario refiere a un caso específico reciente, sin embargo, se indica que, para considerar una modificación de la formulación matemática, se requiere los respectivos análisis técnicos para su posterior atención regulatoria si así lo amerita, por lo que no puede ser considerado en el presente proceso.
Numeral D8.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER	CND ETESA: "Entendemos que solo se aceptara compra de DT no venta, ¿por qué se indica que pueden ofrecerlos?"	Sobre este aspecto se aclara al participante que el anexo D del Libro III, contienen todas las formulaciones matemáticas relacionadas con la compra y venta de DT, con el objeto que este anexo sea completo para este fin, sin embargo, la CRIE mediante la CRIE-07-2017, aprobó un procedimiento para DT y CF, mediante el cual únicamente se permite la compra de DF, en la presente consulta pública, se está consolidando dicho procedimiento en el RMER, por lo que se considerará en la propuesta actual, una disposición transitoria, que establezca que para efectos de lo contenido en el Anexo D del Libro III del RMER, la venta de DT se mantendrá suspendida, hasta que la CRIE establezca lo contrario.
Numeral D9.2.2 del Anexo D del Libro III del RMER.	CND ETESA: "Para el caso de los DF, con la propuesta la renta de congestión si tienen relación con los CVT. Debe modificarse este numeral"	Se aclara que, la correspondencia directa que menciona el numeral señala, se refiere a que las condiciones en las que se realizan las subastas de DT y los predespachos regionales donde se

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p>calcular los CVT no están vinculados y por consiguiente se debe generar una relación entre ellos a través de los CVT MER.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado.</p>
8.3 y Anexo D del Libro III del RMER.	<p>ARESEP: "Respecto al punto "8.3 Mecanismos de Asignación de los DT", no es clara la redacción de si el mecanismo de subastas es el que siempre se utilizará o es opcional por parte del EOR, esto por cuanto en el numeral 8.3.1 se indica que "El EOR organizará los procesos de asignación de DT conforme lo establecido en este capítulo, en los cuales considerará el mecanismo de subastas de DT establecido en el anexo D de este libro.(...)" (el demarcado no es del original), con el término "considerará" pareciera que se deja abierta la posibilidad al EOR a utilizar otros mecanismos como forma de asignación de los DT, lo mismo se repite en el numeral 8.3.4; no obstante, en otros párrafos sí se detallan aspectos que deberán regir en las subastas a realizar (temporalidad, capacidades, etc)."</p>	<p>Se le aclara al participante, que la palabra "considerará" es utilizada como sinónimo de "atender", y debe ser entendida como obligatoria.</p>
Anexo D del Libro III del RMER.	<p>ARESEP: "Modificaciones a anexo D del Libro III del RMER: formulación matemática de programación de selección de solicitudes (PSS) para el proceso de asignación de DT: En el numeral 8.3.4 se indica que "a) Se permitirá únicamente la compra de DT", ¿por qué se incluyen las variables de ofertas de venta de DF y DFPP? "</p>	<p>Se le aclara al participante, que el mecanismo de venta de DT y DFPP no fue suprimido del anexo D debido a la posibilidad de ser habilitado en un futuro, no obstante, dentro del capítulo 8 de la propuesta no ha sido considerado, por lo que no forma parte del alcance de la presente consulta pública.</p>
Numeral 8.3.5 del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Incluir aclaración que en el caso que un agente del MER realice más de una solicitud de compra de DT, respaldadas por un único registro o autorización o certificación emitido por la Autoridad Nacional Competente correspondiente, y que la suma de las mismas supere la cantidad de energía eléctrica en MWh indicadas en dicho registro o autorización o certificación. (La CRJE envió notas CRJE-SE-297-12-08-2015 y CRJE-SE-236-14-09-2015</p> <p>Para la incorporación de cada solicitud de DT aceptada al programa de selección de solicitudes (PSS), el EOR verificará que el precio ofertado sea igual o mayor al respectivo precio mínimo aceptable de ofertas, considerando las excepciones indicadas en el literal b) del numeral 8.3.4, cuyo valor será calculado conforme la metodología de precios mínimos aceptables de ofertas establecida en el numeral 8.6 del presente capítulo.</p> <p><u>"Asimismo para la incorporación de cada SDF aceptada al PSS, el EOR verificará que cada agente que realice una o más solicitudes que cumplan con los requisitos establecidos puede realizar el número de SDF que disponga, siempre y cuando la suma de las potencias solicitadas de las mismas, no supere la cantidad máxima de energía eléctrica en MWh registrada o autorizada o certificada por la Autoridad Nacional</u></p>	<p>Se atiende la modificación propuesta, considerándose adecuaciones de forma y ubicación del texto propuesto en el numeral 8.3.10.</p> <p>En virtud de lo anterior la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>8.3.10 Requisitos para la presentación de las SDT</p> <p>"Para SDT de DF:</p> <p>a) Los agentes interesados en adquirir un DF deberán completar el formato establecido por el EOR, el cual estará disponible en el sitio web del EOR. La información de dicho formato debe corresponder con el respectivo Registro o autorización o certificación de la máxima Energía Firme.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><u>Competente correspondiente, así como también dichas SDF consideren, los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, el mismo periodo de validez o cualquier otra información que la Autoridad Nacional Competente haya incluido en el registro o autorización o certificación respectivo.</u></p> <p><u>Ante el caso que un agente del MER realice más de una SDF, respaldadas por un único registro o autorización o certificación emitido por la Autoridad Nacional Competente correspondiente, y que la suma de las potencias de las mismas supere la cantidad máxima de energía eléctrica en MWh, para un periodo de mercado, indicada en dicho registro o autorización o certificación. El proceder del EOR durante el proceso establecido numeral 8.3.10 de este capítulo, debe ser el de rechazar todas las solicitudes presentadas por el agente, que en su conjunto superen la cantidad máxima de energía eléctrica registrada o autorizada o certificada por la Autoridad Nacional Competente."</u></p>	<p>b) Registro o autorización o certificación de la máxima Energía Firme por parte de los reguladores nacionales o las Autoridades Nacionales Competentes para determinar Energía Firme (ANC), del país donde se ubica la parte vendedora y del país donde se ubica la parte compradora. El regulador nacional o la autoridad nacional competente únicamente podrá otorgar dicho registro o autorización o certificación, a los agentes autorizados en su país.</p> <p>c) El agente que inyecta y el agente que retira deben ser agentes autorizados por el EOR para realizar transacciones en el MER.</p> <p>d) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DF con período de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DF y en el caso de los DF con período de validez anual debe corresponder al menos al 10% del total del valor de la oferta de compra de DF. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía. Cuando la potencia de una SDT o la suma de las potencias de las SDT, sustentadas en un solo registro o autorización o certificación de la máxima Energía Firme, superen dicha energía, todas estas SDT deberán ser rechazadas</p> <p>Para SDT de DFPP:</p> <p>e) Los agentes interesados en adquirir un DFPP deberán completar el formato establecido por el EOR, el cual estará disponible en el sitio web del EOR.</p> <p>f) El agente solicitante debe ser agente autorizado por el EOR para realizar transacciones en el MER.</p> <p>g) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DFPP con período de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DFPP. Para este efecto el solicitante</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y para el caso donde un solo comprobante respalde más de una SDT, se deberá adjuntar documentación que detalle el monto de garantía desglosando que respalda a cada SDT."
Anexo "D" del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Se sugiere modificar el título del Anexo E, con el fin de resaltar que dicho anexo contiene no solo la formulación matemática sino que también contiene aspectos adicionales a partir del capítulo D5 en adelante.</p> <p>Una vez sea aprobada la resolución se debe verificar los cambios con relación a la propuesta sometida a consulta pública. De existir cambios, se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recurso necesario para las siguientes tareas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Preparación del TDR definitivo. - Análisis de los cambios al sistema. - Desarrollo de la Mejora. - Pruebas, validación y certificación de la mejora. - Puesta en Producción. <p>FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA PROCESO DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y OTROS ASPECTOS RELACIONADOS CON LOS DT"</p>	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se señala que se considerará un periodo de indicativo para este efecto.</p> <p>En relación con la propuesta de modificación del título del referido anexo, se considera procedente la modificación en lo siguiente: FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT Y FORMULACIÓN MATEMÁTICA PARA LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN NETOS (CVT NETOS) Y LOS INGRESOS POR VENTAS DE DT (IVDT).</p>
Anexo "D" del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Se sugiere conservar el número del Capítulo para guardar consistencia con el resto del Anexo.</p> <p><i>D.1 Asignación de DT"</i></p>	Se atiende la modificación propuesta
Numeral D2.3 del Anexo D del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Definir los términos FM y HM: no está definido el significado de la variable "FM" ni "HM", (específicamente, la referencia a la letra sufijo M)."</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta, por lo que la norma se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"FMe corresponden a la matriz de Fe compuestas por las sub matrices de restricción mínima, restricción máxima y restricciones adicionales.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
		<p><i>Elle corresponden a la matriz de He compuestas por los sub matrices de restricción mínima, restricción máxima y restricciones adicionales."</i></p>
<p>Numeral D4.22 del Anexo D del Libro II del RMEP.</p>	<p>EOR: "Se identifica que las ecuaciones que definen la PFS como un problema de programación lineal no incluye a la ecuación 10"</p> <p><i>D4.22 El conjunto de ecuaciones (1)-(11), más (10)-(12), definen la PFS como un problema de programación lineal. El conjunto de ecuaciones (1)-(11) más (10), definen la PFS como un problema de programación no lineal."</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral D6.1, literal c) del Anexo D del Libro III del RMEP.</p>	<p>EOR: "Se solicita eliminar el literal c) por la siguiente razón:</p> <p>Debido al proceso de asignación de DT, la asignación de los períodos de transmisión son garantizadas por las ecuaciones (1), (2), (3) y su operación por la ecuación (4), por lo anterior los DT asignados ya verifican las pérdidas de transmisión necesarias para su factibilidad. Además, es importante señalar que en la operación comercial (Predespacho Regional), la parte generadora del Contrato Fianza no suministra las pérdidas de transmisión, ya que los contratos regionales no son los que abastecen las pérdidas de transmisión, sino que es el Mercado de Oportunidad Regional quien cubre tal cantidad, por lo cual este literal no es necesario conservarlo en la normativa.</p> <p><i>c) Las pérdidas de transmisión que surgen de los DT pueden ser suministradas por la parte generadora del contrato."</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral D6.3 del Anexo D del Libro III del RMEP.</p>	<p>EOR: "Se sugiere eliminar este numeral ya que:</p> <p><i>Las ecuaciones del numeral D4.2 del Anexo 1 de la Resolución CRIE-7-2017 están diseñadas de tal forma que garantizan las condiciones con las que se reducen los vectores de inyección y retiro a los que se refiere el numeral D6.3, es decir que, la aplicación del D6.3 es redundante puesto que ya está contemplado en el modelo matemático de asignación. Además, el límite de reducción del 10% es discrecional dado que no se fundamenta en un criterio técnico y afectaría el resultado de asignación que si proviene de un proceso de optimización. Finalmente, en vista que el EOR está imposibilitado de modificar los "Límites de variables de estado" (ecuaciones 9-12 del numeral D4.2), la aplicación del numeral D6.3 implicaría manipular las potencias solicitadas por los agentes participantes.</i></p> <p><i>D6.3 El EOR podrá reducir hasta el 10% los vectores de inyecciones y retiros de los DT asignados que hayan planteado las cantidades ofertadas como límites superiores de su compra venta a fin de lograr el cumplimiento de estas condiciones."</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral D6.4 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Se sugiere eliminar este numeral ya que:</p> <p><i>"Reducir los valores de los términos independientes de la PFS" contraría con el objetivo de "lograr una asignación factible de DT" porque es evidente que dicha acción dificultaría aún más la convergencia del modelo matemático. Además que, no existe una regla de reducción clara y esto convierte subóptimo a todo el proceso de asignación. Finalmente, como no hay seguridad de que se pueda "lograr una asignación factible de DT", prácticamente no existe una condición de paro en las iteraciones del proceso.</i></p> <p><i>D6.4 De requerirse modificaciones mayores, deberá reducir los valores de los términos independientes de la PFS a repetir el proceso hasta lograr una asignación factible de DT."</i></p>	<p>Lo propuesto en el comenario no se considera procedente, en tanto que las términos independientes de las PFS son los únicos parámetros que puede ser reducidos en una segunda ejecución del proceso de asignación de DT, para cumplir algún requerimiento identificado durante las verificaciones complementarias de los resultados de las asignaciones de DT.</p>
<p>Numeral D7.1.2 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Respecto a lo discutido y las pruebas realizadas bajo los acuerdos de la Reunión de Trabajo Interinstitucional del 11 de octubre de 2016, el EOR remitió a la CRJE un documento con el análisis de pruebas de implementación de dichas restricciones y se identificó que los marginales descritos en la norma como valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (4) - Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes, Beta (-) y Beta (-) para el cálculo de los Precios Nodales implícitos de la factibilidad de los DF no generan resultados coherentes en el cálculo del PDF</p> <p><i>Se recomienda omitir en el cálculo del PDF los valores de los PN, hasta tanto se replantee con los resultados de la Consultoría de "Revisión y modificación de los derechos de transmisión a corto plazo y desarrollo de los derechos de transmisión a largo plazo" el modelo de asignación de DT</i></p> $PDF_x = -[PCN]_{x,t} \times [\sigma_x T_x - \psi_x \cdot IT\%_x]_{x,t}$ $PDF_x = -[PCN]_{x,t} \times [\sigma_x T_x - \psi_x \cdot IT\%_x]_{x,t}$	<p>En cuanto a lo planteado por el participante, se señala que para considerar la eliminación de los precios PN se requiere de análisis detallados de sensibilidad, por lo que, con los argumentos planteados por el participante, no es posible considerar dicha eliminación. En este sentido, el EOR debe plantear dicha propuesta en el informe de regulación a fin que la misma sea valorada por esta Comisión.</p>
<p>Numeral D9 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Mejorar redacción, sustituir "trasladaran" por "trasladarán":</p> <p><i>Los ingresos por CVT Netos se asignarán y trasladaran trasladarán a la Cuenta General de Compensación del MER (CGC)."</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral D9.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Mejorar redacción, mejorar la comprensión del texto, ya que el pago se realiza a los titulares del DT, no al DT.</p> <p><i>"D9.1 Objeto del cálculo del CVT Neto después de descontar los pagos a los <u>titulares de DT</u>"</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral D9.2.3, literal c) del Anexo D del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Ser consistentes con la formulación matemática, la cual hace referencia a los flujos de DT, se debe de corregir el signo por ">0.1" por "≥ 0.1"</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	$\sum_{i=1}^n F_i^T \geq 0.1 \vee \sum_{i=1}^n CVT_i^{NET} > \text{Límites:}$	
Numeral D9.2.3, literal c) del Anexo D del Libro III del RMER.	EOR: "Ser consistentes con la formulación matemática, la cual hace referencia a los flujos de DT, se debe de corregir el signo: " $=0$ " por " ≤ 0.1 " y " >0 " por " $=0$ " $\text{Si } F_i^T \leq 0.1 \vee \sum_{i=1}^n CVT_i^{NET} = 0, \text{ entonces:}$	Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante
Numeral D9.2.3, literal c) del Anexo D del Libro III del RMER.	EOR: "Mejorar redacción: 1) Sustituir "valore" por "valor". 2) Corregir la referencia al numeral. "a) Un DF, el <u>valore</u> <u>valor</u> será..., conforme lo establecido en el numeral <u>8.1.2 8.1.2</u> del Libro III..."	Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante
Numeral D9.2.3, literal c) del Anexo D del Libro III del RMER.	EOR: "Mejorar redacción, sustituir "valore" por "valor". "aj Un DFPP, el <u>valore</u> <u>valor</u> será..."	Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante
Numeral D9.2.3, literal d) del Anexo D del Libro III del RMER.	EOR: "Mejorar redacción, mejorar la comprensión del texto, ya que el descuento se realiza a los titulares del DT, no al DT. "d) CVT Neto después de descontar los pagos a <u>los titulares</u> de DT:"	Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante
Numeral D9.4.1 del Anexo D del Libro III del RMER.	EOR: "Consistencia con la formulación matemática Corregir la formulación matemática de la siguiente forma: $IVDT_Asig_{jt} - \sum_{i=1}^n IVDT_Asig_{it} = 0$	Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante
Numeral D9.4.1 del Anexo D del Libro III del RMER.	EOR: "Consistencia con la formulación matemática Corregir la formulación matemática de la siguiente forma: $IVDT_Asig_{jt} - \sum_{i=1}^n IVDT_Asig_{it} = 0$	Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante
Numeral 9.3.1 del Libro III del RMER.	EOR: "Claridad en la norma: aj Agregar la referencia a los titulares de DT (conforme hace referencia el RMER) b) hacer énfasis que el CVTn e IVDT son indicativos	Se atiende la modificación propuesta en relación a la adición de "titulares de".

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>El CVT después de descontar los pagos a los <u>titulares de DT</u> (CVT neto) y el Ingreso por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT), ambos asociados a las instalaciones de transmisión, se determinarán de acuerdo a los numerales D8 y D9 del anexo D del Libro III de este reglamento, <u>ambos son de carácter indicativo y no tienen efectos en los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los servicios de transmisión que prestan los agentes transmisores propietarios de las instalaciones de transmisión.</u>"</i></p>	<p>Por otra parte, no se acoge la recomendación final de mantener indicativos los cálculos de los CVT e IVDT, debido a que dichos cálculos según la presente propuesta en consulta, serán utilizados para el cálculo de la CMM por país, dejando de ser indicativos.</p>
<p>Numeral 9.3.3.2 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Se recomienda modificar la redacción indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DT, para un mejor entendimiento.</p> <p><i>CVTLNETO =Cargo Variable de Transmisión Neto después de descontar los pagos a los <u>titulares de DT</u>, conforme lo establecido en el numeral D9.2 del anexo D del Libro III, de la línea "L" para todos los períodos de mercado del mes "s"</i></p>	<p>Se atiende la modificación propuesta</p>
<p>Numeral 8.7.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Para una mejor redacción y debido a la modificación indicada en el Anexo D7.1 que dice "Si el resultado del PDFk resulta ser negativo, el valor del PDFk se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT", se recomienda eliminar que la conciliación contendrá los abonos aplicados a los agentes no transmisores. Adicionalmente, es necesario indicar que la conciliación también contiene el monto total de IVDT recaudado en cada asignación DT, el cual es la contrapartida de los cargos aplicados a los agentes no transmisores por la asignación de DT, tal como se indica en la resolución CRIE-7-2017</p> <p><i>8.7.1 El EOR publicará en su sitio web la conciliación de cada asignación de DT, el siguiente día hábil posterior a la adjudicación de los DT, conforme lo establecido en el numeral 8.4.8 de este capítulo. En base a la conciliación se emitirán y liquidarán los documentos de cobro y pago de los agentes que resulten con cargos y abonos respectivamente. La conciliación contendrá los cargos o abonos aplicados a los agentes no transmisores, por la asignación de DT <u>y el monto total de Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT).</u>"</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral 8.8.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Para una mejor redacción y debido a la modificación indicada en el Anexo D7.1 que dice "Si el resultado del PDFk resulta ser negativo, el valor del PDFk se establecerá en cero (0) para efectos de la conciliación de los DT" se debe eliminar la parte en que se indica que se emitirán documentos de pago a los agentes acreedores.</p> <p><i>8.8.1 Para cada asignación de DT, el EOR emitirá los documentos de cobro y pago de los agentes que resulten deudores y acreedores, el día hábil siguiente a la publicación de los resultados de la conciliación de la misma y los enviará en formato digital a los Agentes. El envío de los documentos en forma física se realizará el día hábil posterior a la liquidación."</i></p>	<p>Se atiende la modificación propuesta</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numerales D.1.1.2 y D4.1.1 y D4.2, Libro III del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La propuesta CRIE mantiene la inclusión de las pérdidas de transmisión en el proceso de subasta (SFT) de DT. Específicamente, indica en D4.1.1: Las pérdidas en una línea "l" (con flujos del nodo "x" al nodo "y"), cuando circula por la misma una potencia FL, se estimarán como: (IMG) Dónde: r: resistencia de la línea La modelación de las pérdidas requiere introducir un término no lineal que impide el uso de programación lineal para obtener la solución a la asignación de los DT. Nota EAC: El término no lineal es en las restricciones, por lo que es un problema con función lineal y una restricción cuadrática. Notar que lo importante es la solución del problema. Para mantener la estructura lineal del problema, se reemplaza (9) por una función lineal por tramos de la siguiente forma:</p> <p>La propuesta CRIE de D4.2 calcula la asignación de DT teniendo en cuenta las pérdidas. Las pérdidas de línea se linealizan segmentando el flujo de línea de la siguiente manera: (IMG) Es obvio que la linealización es incorrecta. A la fórmula le falta un multiplicador de 2. Una linealización precisa se puede lograr con una expansión truncada de la serie Taylor: (IMG) Donde el problema se resuelve iterativamente en incrementos ΔF, l de una solución de flujo de energía de AC (IMG) Sin el beneficio de las iteraciones, para la ecuación de equilibrio de potencia con pérdida en cada nodo de red, las pérdidas en cada línea de transmisión se modelan como mitades iguales en cada uno de los extremos. En resumen, las pérdidas de transmisión no son lineales y no existe una metodología científicamente precisa que pueda asignarlas entre los derechos de transmisión que de otro modo son balanceados. Las metodologías aproximadas, como la utilizada en las subastas de los DT, simplemente complican la SFT y la liquidación de DT, al tiempo que reducen la transparencia de los resultados. Teniendo en cuenta que las pérdidas de transmisión equivalen a un pequeño porcentaje de transacciones energéticas equilibradas, incluirlas en la SFT y en la cobertura financiera del derecho de transmisión es de un beneficio cuestionable para la complejidad adicional que esto representa. Desde el punto de vista de la seguridad, hacer cumplir las restricciones de transmisión para las contribuciones de flujo sin pérdidas en los DT asignados en el SFT, es un uso más conservador de la red de transmisión porque de todas formas los flujos con pérdidas son más bajos que los flujos sin pérdidas. Por lo tanto, recomendamos, por simplicidad que no se consideren las pérdidas de transmisión en las subastas de DT. Si se incluyen las pérdidas, entonces el pago del derecho de transmisión se basa en las pérdidas en el SFT en lugar del predespacho real, es decir, la inyección y retiro de MW del FTR se basa en la SFT, pero los LMPs (Precios Marginales de Localización – Precios Nodales sin pérdidas) se basan en el predespacho real. Esto socava por completo la suficiencia financiera."</p>	<p>Se aclara que, en relación a la propuesta planteada por el participante, sobre las pérdidas de transmisión en las asignaciones de DT, en esta ocasión no se está proponiendo modificaciones al mismo; únicamente se está realizado una consolidación regulatoria en el RMER, sin embargo, la CRIE está anuente a considerar una propuesta de mejora sobre lo señalado, a través de respectivo proceso de modificación de la Regulación Regional</p>
<p>Anexo D del Libro III</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "Una restricción fundamental de una implementación de la Subasta de Derechos de Transmisión es el equilibrio de las Potencias de Inyección y</p>	<p>Se aclara que sobre el numeral señalado, en esta ocasión no se está proponiendo modificaciones al</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Retiro de cada DT. Esto se logra generalmente mediante restricciones explícitas de igualdad en la formulación del problema de subasta de derechos de transmisión donde para cada derecho de transmisión la suma de las potencias de inyección es igual a la suma de potencias de retiro.</i></p> <p><i>La Sección D1.1.2 establece:</i></p> <p><i>α: proporción del DF asignado en la asignación de DT a la oferta numerada k, en relación al máximo ofertado a comprar en MxTx.</i></p> $0 \leq \alpha \leq 1$ <p><i>En la implementación de la subasta de DT en el MER, no hay necesidad de tales restricciones explícitas de igualdad porque las potencias de inyección y retiro de un DT están dadas en un vector que mantiene el DT equilibrado y fija la distribución de las potencias totales de inyección y retiro entre los nodos de inyección y retiro.</i></p> <p><i>En lugar de que las potencias de inyección y retiro individuales sean variables de control, solo hay una variable de control por DT, y es una fracción entre cero (0) y uno (1) la cual indica la cantidad del vector de DT que se asigna en la subasta de DT.</i></p> <p><i>Estos dos esquemas de modelado alternativos tienen resultados idénticos cuando todos los DT se componen de un único nodo de inyección y un único nodo de retiro. Sin embargo, los resultados pueden ser radicalmente diferentes para los DT con múltiples nodos de inyección y retiro. En este último caso, un vector de distribución con valores fijos, para una oferta de DT puede dar lugar a una cantidad de DT mucho menor que asigne en la subasta de DT, en lugar de una oferta de DT en la que las potencias de inyección y retiro puedan asignarse independientemente unas de otras, siempre y cuando permanezcan equilibradas en general.</i></p> <p><i>Por esta razón, recomendamos que las potencias de inyección y retiro de un DT sean libres para asignarse independientemente en la subasta de DT mientras permanezcan equilibrados en general.</i></p> <p><i>Por esa razón, recomendamos que los poderes de inyección y retiro de un DT sean libres de borrar la subasta de DT siempre y cuando permanezcan equilibrados.”</i></p>	<p>mismo; únicamente se está realizada una consolidación regulatoria en el RMER, sin embargo, se aclara que la CRIE está anuente a considerar una propuesta de mejora sobre la sección señalada del modelo, a través de respectivo proceso de modificación de la Regulación Regional.</p>
<p>Anexo “D” del Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET:</p> <p><i>“En los numerales 7.1.3 y 7.1.4 del informe “Informe de Diagnóstico Extraordinario – Revisión Integral del RMER – Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional”, se detallan las modificaciones o ajustes propuestos al Anexo 1 del Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión, aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y posteriormente modificado por otras resoluciones.</i></p>	<p>En relación a la solicitud de ejemplo sobre las propuestas de mejoras en el modelo de subasta de DT, se aclara lo siguiente: Factibilidad individual de los DF; se realizaron pruebas de funcionalidad y sensibilidad en conjunto con el EOR, las cuales fueron satisfactorias, al ser resultados de un proceso de interacción, se considera poco práctico publicar los mismos a efectos de obtener alguna observación adicional a la vista de solamente</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>Sobre lo anterior, la CRIE propone incorporar el Anexo I modificado como Anexo D del Libro III del RMER, al respecto en términos conceptuales se consideran adecuados los cambios propuestos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Incluir en el Programa de Selección de Solicitudes las restricciones que aseguren la factibilidad eléctrica individual de cada DF, ante todas las posibles restricciones existentes en el MER, incluyendo aquellas que consideran sumatorias de flujos de varios elementos que unan dos áreas de control adyacentes. ▪ Cuando en la asignación de DFs o DFPP el pago de los compradores resulte negativo, éste se establece igual a "cero". <p>Con el objeto de verificar que los cambios propuestos son adecuados y consistentes, se recomienda a la CRIE validarlos mediante el desarrollo de un ejemplo, y que éste se proporcione a los agentes y Reguladores Nacionales para su revisión y análisis.</p> <p>Anexo "D" del Libro III del RMER en la que se detalla la FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS) PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT."</p>	<p>resultados, sobre la disposición de establecer en cero los resultados de la conciliación de los DT cuando esta resulte negativa, no requiere la realización de ejemplo, ya que es una disposición regulatoria y no un cálculo, en todo caso el efecto económico es el incremento del IVDT el cual se considera consistente ante esta disposición.</p>
<p>Numeral 8.12.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: "Para la implementación de una nueva PFS, el numeral debería establecer un periodo mínimo de anticipación a cada subasta, siendo este menor a un año, para que sea aplicable la división en subperiodos de n-meses para los DT anuales con un Periodo de Validez de 1 año. Por lo que se sugiere modificar el numeral 8.12.4 del Libro III del RMER para tal efecto.</p> <p>Se solicita modificar el numeral 8.12.4. del Libro III del RMER, de tal forma que se lea así:</p> <p>8.12.4 La implementación de la nueva PFS se programará con una anticipación menor a 12 meses de a cada subasta asignación"</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Numeral D8.2.1 del Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: "El numeral D8.2.1 establece que los titulares de DT que los ofrezcan en las asignaciones de DT serán remunerados con lo recaudado por sus ofertas aceptadas; sin embargo, el numeral 9.3.2 del Libro III de la propuesta de modificación, establece que las asignaciones de Derechos de Transmisión en concepto de Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT) es un producto financiero consolidado a través de la CGC y no una remuneración a los titulares de DT; por lo anterior se solicita eliminar el D8.2.1</p>	<p>Se aclara al participante, que una vez se habiliten las ofertas de venta de DT, y de resultar estas casadas en las subastas de DT, en efectos serian remuneradas con los fondos recaudados por sus ofertas aceptadas, de tal forma que el IVDT se calcularia posteriormente de dicha remuneración, sin perjuicio de su destino hacia la CGC. Por lo anterior, no se identifica necesario realizar la eliminación del numeral señalado.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Se solicita eliminar el numeral D8.2.1, del Anexo D del Libro III del RMER, de tal forma que se lea así:</i></p> <p><i>D8.2.1 Los titulares de DT que los ofrezcan en las subastas asignaciones de DT serán remunerados con lo recaudado por sus ofertas aceptadas. Los Agentes Transmisores titulares de las correspondientes líneas recibirán la diferencia entre los pagos de los compradores y lo percibido por los vendedores utilizando las fórmulas que se presentan en esta sección."</i></p>	
<p>Anexo D del Libro III del RMER.</p>	<p>UT:</p> <p><i>"En el PSS de derechos de transmisión debe incluirse los predespachos nacionales (uno de carácter representativo), con el objetivo de reflejar de mejor manera la cargabilidad de la RTR, evitando de esta manera resultados de cargabilidad de las líneas de transmisión que no corresponden con la realidad y por consiguiente, de la pérdida de transmisión, que se traduce en el CVT del predespacho regional. La pérdida de transmisión en la subasta está disminuida. Como es menor a la pérdida del predespacho regional, cuando se calcule la renta de congestión se cobrará más de lo que se pagó en la subasta y eso contribuye también a la insuficiencia financiera mencionada. El hecho de no representar correctamente la capacidad existente de transmisión, por omisión de los predespachos nacionales y la máxima importación o exportación de cada país, conlleva a la adjudicación excesiva de los derechos de transmisión. La realidad es que los sistemas no logran sobrellevar la cantidad de contratos firmes registrados, sin congestionar en algún sector de la red, ya sea por restricción de alguna línea o por restricción a nivel de país.</i></p> <p><i>Se solicita incluir, durante el PSS, un predespacho representativo con el objetivo de reflejar la cargabilidad de la RTR y la capacidad existente de transmisión. Incluir en los insumos del punto 8 del Anexo R</i></p> <p><i>Se ejecutará el Programa de Selección de Solicitudes (PSS) para asignación de DT con los siguientes insumos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>La red del predespacho vigente a la fecha de ejecución</i> - <i>Las ofertas de DT aceptadas,</i> - <i>Los Derechos Firmes existentes *</i> - <i>Las capacidades operativas de transmisión para asignación de DT publicadas correspondientes al periodo bajo análisis y,</i> - <i>Un predespacho representativo que refleje la cargabilidad típica de la RTR y la capacidad existente de transmisión"</i> 	<p>Al respecto se aclara, que la consideración de la cargabilidad que producen los predespachos nacionales sobre la red de transmisión en los procesos de asignación de DT, no forma parte de los alcances de la presente consulta pública; no obstante, se informa que dicha situación está siendo analizada por esta Comisión, y en caso de identificarse alguna propuesta de mejora normativa; ésta será canalizada mediante el debido proceso establecido en la Regulación Regional.</p>

2.6 MODELO DE PREDESPACHO REGIONAL

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>General sobre la sección A3 de la propuesta normativa.</p>	<p>EOR: 1. Para procedimientos de interés general, se considere siempre un periodo indicativo y en la implementación del presente caso, posterior al periodo de los nueve meses se incluya un periodo indicativo de tres meses, que permita a la CRIE, determinar, cuantificar y valorar los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo del MER, así como en los aspectos económicos que podrían surgir de los diferentes cambios normativos y que dichas modificaciones y resultados de las mismas, sean revisadas interinstitucionalmente y con los diversos actores del MER.</p> <p>Y si como resultado de la evaluación del periodo indicativo, el Regulator identifica necesario realizar ajustes a la normativa regional, se le otorgue al operador regional, el plazo necesario para efectuar los ajustes a los procesos técnicos, comerciales y desarrollos informáticos.</p> <p>2. La CRIE realice talleres dirigidos a los agentes del MER, OSIOM y el EOR, para explicar cómo se aplicarían los cambios a la normativa regional.</p> <p>3. La aplicación de los cambios normativos, inicie posterior a la finalización del periodo indicativo y a la determinación, cuantificación y valoración de los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo del MER.</p> <p>4. Las aplicaciones de los cambios normativos inicie un día primero de un mes específico.</p> <p>5. Que posterior a la evaluación por parte de las instituciones regionales del MER, los resultados de la Consultoría de Derechos de Transmisión que está ejecutando el CDMER, sean tomados en cuenta en las modificaciones regulatorias.</p>	<p>A este respecto, se considerará la implementación de un periodo de desarrollo de los sistemas, más otro periodo para realizar una aplicación indicativa. Lo anterior, atendiendo la necesidad y urgencia de implementar dicha normativa.</p>
<p>Literal (a) del numeral A3.4.4.1 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>EOR: "No se actúa en la regulación como transar el despacho de los CNFFF de la componente física cuando su factibilidad no se ve afectada por los energías requeridas de los CF.</p> <p>Incluir la formulación revisada en el IRMER-0-52-2017, y sobre el texto en el numeral incluir que se reducirá un valor espón para evitar inconvenientes económicos.</p> <p>"La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible (se</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta, con excepción de lo propuesto entre paréntesis, ya que es un detalle propio de la formulación en el modelo matemático de predespacho regional.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p><i>añadirá una regla de reducción de un valor según para evitar inconvenientes numéricos, y será cero (0) en los casos cuando la fiabilidad se vea afectada por la prioridad de despacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.”</i></p> <p>EOR: “Se ha identificado que la formulación de flujos de potencia de los CF sí debe considerar la componente de pérdidas eléctricas para efectos que en el Predespacho Regional no se vea la necesidad de seguir reduciendo la energía requerida (P_{línea cortada} = 0). De esta manera, en todo momento se respetaría el criterio de proporcionalidad en la reducción y se evitaría la marginación del precio de la Energía No Servida (ENS) en el Predespacho Regional. Para efecto de validar se adjunta un escenario de ejemplo (“Anexo- Escenario de reducción.doc”) en el cual se aplicó la formulación con y sin pérdidas.</p> <p>ii. Los flujos de potencia <u>sin</u> pérdidas de los CF, considerando los flujos de los predespachos nacionales, resulten ser superiores a: 1) las capacidades de transmisión de las líneas y, en un orden superior a 0.951MVA, ó 2) los límites determinados por las máximas capacidades de transferencias de potencia (MCTP), en un orden superior a 0.951MVA, se reducirán las cantidades de las Energías Requeridas (P_{línea req(ij)}) y las cantidades de energía de las ofertas de fiabilidad asociadas a dichos CF, que resulten afectados por esta condición, de forma proporcional a la capacidad de transmisión requerida por cada uno de los CF, conforme a las siguientes formulaciones:”</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>EOR: “Se ha identificado que la formulación de flujos de potencia de los CF sí debe considerar la componente de pérdidas eléctricas para efectos que en el Predespacho Regional no se vea la necesidad de seguir reduciendo la energía requerida (P_{línea cortada} = 0). De esta manera, en todo momento se respetaría el criterio de proporcionalidad en la reducción y se evitaría la marginación del precio de la Energía No Servida (ENS) en el Predespacho Regional. Para efecto de validar se adjunta un escenario de ejemplo (“Anexo- Escenario de reducción.doc”) en el cual se aplicó la formulación con y sin pérdidas.</p> $P_{\text{energía req}(i)}^{\text{reducada}} = P_{\text{energía req}(i)} * \frac{CT_{ij} - P_{ij}^{\text{req,CF}}}{\sum_k P_{ij}^{\text{req,CF}} \pm per_{ij,req,CF}}$ <p><i>El EOR calculará el factor de reducción hasta obtener un valor de pérdidas eléctricas acorde a la capacidad de transmisión disponible.”</i></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER:</p>	<p>EOR: “Mejorar redacción, incluir tilde por lo cual sustituir: “restriccion” por “restricción” y “transmision” por “transmisión”</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>Dada la restricción restricción "r" del grupo de líneas de transmisión transmisión MTr, si"</p> <p>EOR: "Se ha identificado que la formulación de flujos de potencia de los CF si debe considerar la componente de pérdidas eléctricas para efectos que en el Predespacho Regional no se vea la necesidad de seguir reduciendo la energía requerida ($P_{\text{firme_cortada}} \neq 0$). De esta manera, en todo momento se respetaría el criterio de proporcionalidad en la reducción y se evitaría la marginación del precio de la Energía No Servida (ENS) en el Predespacho Regional. Para efecto de validar se adjunta un escenario de ejemplo ("Anexo1-Escenario de reducción.docx") en el cual se aplicó la formulación con y sin pérdidas.</p> $P_{\text{energia_req}(k)}^{\text{ajustada_MTr}} = P_{\text{energia_req}(k)} * \frac{CT_{\text{MTr}} - \sum_{ij \in \text{MTr}} T_{ij_k}^{\text{req_pn}}}{\sum_{ij \in \text{MTr}} \sum_k T_{ij_k}^{\text{req_CF}} \pm per_{\text{MTr req_CF}}}$ <p><u>El EOR calculará el factor de reducción hasta obtener un valor de pérdidas eléctricas acorde a la capacidad de transmisión disponible."</u></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>EOR: "Mejorar comprensión para la aplicación de ambos casos</p> <p><i>Para este caso, las cantidades de energía declaradas de inyección y de retiro d al valor que resulte la $P_{\text{energia_req}(k)}^{\text{ajustada}}$ de cada CF"</i></p>	<p>Se atiende parcialmente la recomendación planteada por el participante, quedando de la siguiente forma:</p> <p>"Para estos casos, las cantidades de energía declaradas de inyección y de retiro del CF, deberán ser reducidas al valor que resulte la $P_{\text{energia_req}(k)}^{\text{ajustada}}$ de cada CF"</p>
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>EOR: "Mejorar redacción, incluir tilde por lo cual sustituir "reduccion" por "reducción"</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Literal (b), inciso ii) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p><i>Cálculo de la reduccion reducción de los CF"</i></p> <p>EOR: "Se ha identificado que la formulación de flujos de potencia de los CF si debe considerar la componente de pérdidas eléctricas para efectos que en el Predespacho Regional no se vea la necesidad de seguir reduciendo la energía requerida (Pfirme_cortada ≠ 0). De esta manera, en todo momento se respetaría el criterio de proporcionalidad en la reducción y se evitaría la marginación del precio de la Energía No Servida (ENS) en el Predespacho Regional. Para efecto de validar se adjunta un escenario de ejemplo ("Anexo1-Escenario de reducción.docx") en el cual se aplicó la formulación con y sin pérdidas.</p> <p><u>Modificar en la tabla:</u></p> <p><u>Penenergía req(t): Energía requerida por la parte compradora del CFk afectada por la restricción de transmisión y que será ajustada hasta respetar la capacidad de transmisión.</u></p> <p><u>Agregar dos filas a la tabla:</u></p> <p>---</p> <p><u>per(t) req CF: Pérdidas eléctricas asociadas, y en el mismo sentido, al flujo neto resultante de la Energía Requerida por todos los CF en una línea individual.</u></p> <p>---</p> <p><u>per(t) req CF: Pérdidas eléctricas asociadas, y en el mismo sentido, al flujo neto resultante de la Energía Requerida por todos los CF en un grupo de líneas "MT". Para el caso de las restricciones de importación o exportación total, se considerarán todas las líneas del área de control relacionada a dicha restricción.</u></p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
<p>Literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER.</p>	<p>SIGET:</p> <p>"En el numeral 7.3.1. Diseño General del "Informe de Diagnóstico Extraordinario – Revisión Integral del RMER – Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional", la CRIE señala lo siguiente:</p> <p>"Sobre este mismo tema, se indica que el EOR presentó ante la CRIE, una propuesta regulatoria, el día 13 de mayo de 2019, a través del Informe de Regulación del MER denominado IRMER-E02-2019, en dicha propuesta el EOR toma en cuenta los mismos aspectos que ha desarrollado la CRIE en el presente informe. Adicionalmente, el EOR incluyó en su propuesta otras consideraciones específicas, como por ejemplo los casos donde se registren discontinuidades eléctricas entre los nodos de inyección y retiro de los DF y CF, mismas que han sido evaluadas en detalle y consideradas, en</p>	<p>Al respecto de lo planteado, se aclara que la propuesta en consulta relacionada con la reducción de las energías requeridas, no es un procedimiento nuevo o que no haya sido probado y aplicado en el pasado, todo lo contrario, el mecanismo de reducción de las ER ya existe en la Regulación Regional y ya ha sido aplicado sin ningún inconveniente, con la diferencia que se realiza dentro del proceso de ejecución del predespacho regional, el cual impacta en los precios nodales. La propuesta actual únicamente establece que este mecanismo se ejecute antes de realizar el</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>los aspectos identificados procedentes, e incorporadas en la versión final de la propuesta regulatoria respectiva.”</i></p> <p><i>No obstante que las modificaciones propuestas en la letra b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER, ya han sido analizadas y evaluadas por la CRIE y el EOR, se considera importante que la CRIE desarrolle un ejemplo aplicando los cambios propuestos, y entregue la memoria de cálculo correspondiente, de forma tal que los agentes del MER y Reguladores Nacionales puedan determinar la consistencia de los cambios propuestos.</i></p> <p><i>Literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER referente a “(b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes”</i></p>	<p>predespacho regional (el mismo día), una vez se conozcan las condiciones de las capacidades de transmisión para el siguiente día y que estas sean sobrepasadas por el total de las energías requeridas y así evitar someter al predespacho regional a un estrés conocido desde antes y evitar el impacto en los precios nodales. Por lo anterior no se considera determinante realizar mayores ejercicios (a los ya experimentados en el pasado) a este respecto.</p>

2.7 OTROS

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Definiciones del Glosario del Libro I del RMER.</p>	<p>ARESEP: "1. Respecto a la definición de "Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia" (MCTP), se debe mantener consistencia en el término principalmente con la propuesta de incluir en el Glosario y Definiciones del Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas de transmisión (...) página 137 del documento, que indica que el MCTP= Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia. Incluye la capacidad de importación, exportación y porteo individual para cada área de control considerando direccionalidad (nortesur y sur-norte), así como la capacidad total de importación y exportación de cada área de control.</p> <p>Además se debe mantener consistencia en el significado de la nomenclatura ya que en otras partes del documento se le incluye "... entre áreas de control", (Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP))."</p>	<p>Se atiende la observación y se harán las correcciones respectivas. Por lo que las normas se leerán de la siguiente manera:</p> <p><i>"Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia</i> <i>Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia (MCTP): Corresponden a las máximas transferencias entre áreas de control en cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del Libro III del RMER, las cuales incluyen las capacidades de importación, exportación, porteo (dirección norte – sur y sur · norte). Importación Total (es el mayor valor entre los valores de importación norte e importación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR) y Exportación Total (es el mayor valor</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
		entre los valores de exportación norte y exportación sur de un área de control, siempre y cuando el OS/OM no haya definido dicho valor y que haya sido validado por el EOR)"
Definiciones del Glosario del Libro I del RMER.	ARESEP: "Respecto al punto 9, en el cuadro de descripción de variables falta incluir"	El comentario del participante se encuentra incompleto, razón por la cual no es posible dar una respuesta al mismo.
Definiciones del Glosario del Libro I de RMER.	ARESEP: "Respecto al numeral 8.5 no es clara la redacción si la facturación de los DT será independiente del DTER normal, se recomienda aclarar ya que las condiciones del DTER son distintas, incluso el plazo de pago es distinto, aquí se establecen 5 días una vez enviada la facturación para pagar, en el numeral 2.7.12 se estableció que el plazo de vencimiento del documento de cobro es 10 días hábiles luego de su recepción. Por otra parte, no se establece cuántos días después de la adjudicación de los DT se remitirá por parte del EOR la facturación respectiva".	Al respecto se aclara que, la conciliación de los DT se establece en el numeral 8.7 del mismo libro señalado, donde se establece que esta se realizará a través de un DTER diferente al que se utiliza para las transacciones de energía en el MER, el cual se llama Documento de Transacciones Económicas Regionales de DT (DTER-DT), y cuenta con plazos diferentes. También se aclara que la facturación de los DT se establece en el numeral 8.8 del mismo libro, donde se establecen los plazos para la remisión de dichos documentos.
Numeral 8.5.3 del Libro III del RMER.	ARESEP: "Respecto al numeral 8.5.3 no es clara a lo que se refiere con la "Conciliación de los DT", se puede aclarar indicando que siguiendo el procedimiento detallado en el numeral 8.7."	Se atiende la observación, por lo que la norma se leerá de la siguiente manera: "8.5.3 Los adjudicatarios de DT con periodo de validez anual deberán presentar garantías de debido cumplimiento por los montos adeudados del valor total del DT, en un plazo de seis (6) días hábiles posteriores a la publicación de la Conciliación de los DT establecida en el numeral 8.7 de este capítulo, salvo el adjudicatario del DT decida pagar el total del DT asignado"
Numeral 8.7 del Libro III del RMER.	ARESEP: "Respecto al numeral 8.7 se indica que también debe revisarse la conciliación con las condiciones del DTER."	A este respecto se aclara que, la conciliación de los DT se realizará a través de un DTER diferente al que se utiliza para las transacciones de energía en el MER, el cual se llama Documento de Transacciones Económicas Regionales de DT (DTER-DT), y que se rige por sus propias normas establecidas en el Libro III del RMER. En virtud de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
<p>Numeral 8.8 del Libro III del RMER.</p>	<p>ARESEP: "Respecto al numeral 8.8 se indica que la propuesta es confusa en cuanto a la forma de cobro de los DF una vez asignados, de la conciliación y otra de la liquidación. Esto por cuanto todo se llama documentos de cobro, pero los plazos son distintos para el pago y para la emisión. Se recomienda revisar la redacción para que quede clara cada etapa del proceso y su respectivo cobro por parte del EOR y pago por parte de los agentes."</p>	<p>Se aclara que, en la presente propuesta de consulta no se están planteando modificaciones a la sección de conciliación, facturación y liquidación de los DF, sino que se está haciendo consolidación regulatoria, las cuales han sido aplicadas durante muchos años sin presentar dificultades por parte del EOR o los agentes participantes, sin embargo, se tomará nota de lo observado por el participante, para su consideración mediante un posterior proceso de consulta pública.</p>
<p>Definición de Derecho Financiero Punto a Punto Glosario del Libro I del RMER.</p>	<p>AMM: "Sobre la definición "Derecho Financiero Punto a Punto": Los Derechos Financieros Punto a Punto constituyen un mecanismo especulativo que resulta en incrementos a cargos que paga la demanda de la región, lo cual ni tiene carácter legal ni se justifica. Es un mecanismo que incrementa injustificadamente el costo del servicio eléctrico a los usuarios finales y traslada dinero recaudado a unos pocos agentes del Mercado Regional. Además es contradictorio con la construcción que se está realizando en el apartado A3 del mismo documento de consulta pública.</p> <p>Uno de los fines elementales del Tratado Marco es Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región. (art. 2). El texto propuesto consigue exactamente lo opuesto, reduciendo en casos sin un beneficio social.</p> <p>Eliminar la definición y todo lo relacionado con los Derechos Financieros Punto a Punto."</p>	<p>Con respecto a los contenidos relacionados con los DFPP, que han sido incorporados en la consulta pública, se aclara a los participantes que, en los análisis del informe de diagnóstico respectivo, no se consideraron propuestas relacionadas con los DFPP, ya que este alcance estará siendo atendido mediante otro proceso regulatorio posterior, en vista de esto, todo lo relacionado con los DFPP que ya estaba establecido en el RMER, se ha dejado sin modificación, por esta razón es que está incluido en el capítulo 9 del Libro III, donde se tratan todos los derechos de transmisión. En este mismo sentido, se aclara que la definición de RC de los DFPP, que aparece en la presente consulta, solamente tiene el objeto de separar la RC de los DF y la RC de los DFPP, dejando sin cambios la definición actualmente establecida en el RMER aplicable a los DFPP. Finalmente se aclara que, la disposición emitida por la CRIE, mediante la resolución CRIE-73-2017, en las que se suspenden las asignaciones de DFPP, continúa vigente hasta que se establezcan las medidas regulatorias que subsanen las condiciones que llevaron a la suspensión de dichos DFPP.</p> <p>En virtud de lo anterior, no resulta atendible el comentario planteado por el participante.</p>
<p>Nomenclaturas Libro I del RMER.</p>	<p>CND ETESA: "Falta definición de IVDT Falta IVDT= Ingreso por Ventas de Derecho de Transmisión"</p>	<p>Se aclara que la propuesta de definición del IVDT ya está incluida en la sección correspondiente a los DF, sección A3 de la propuesta.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Glosario del Libro I del RMER.	<p>CND ETESA: "En la definición de "Autoridad Nacional Competente para determinar Energía Firme, cuando se refieren a este término "de acuerdo a su derecho interno", dejarlo a criterio interno puede llevar a ser interpretado de diferentes maneras en cada país, como ha ocurrido en los otros temas del RMER lo que podría dar pie a no lograr el objetivo que se busca, deben ser más específicos a que se refiere."</p>	<p>En razón de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p> <p>Se aclara que, la propuesta en consulta está considerando que estas autoridades son nacionales y por consiguiente deben estar regidas por sus regulaciones nacionales.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
Numeral 8.1 del Libro III del RMER.	<p>CND ETESA: "En el párrafo se está colocando DF y debe ser DFPP. Se debe corregir en el párrafo</p> <p>8.1.3 Un DFPP es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal de retiro resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Retiro del DFPP menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del Predespacho o redespacho Regional por la Potencia de Inyección del DFPP. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DFPP son fijas por el Periodo de Validez del DFPP"</p>	<p>Se atiende la recomendación planteada por el participante y realizara el ajuste correspondiente tal como se plantea por el participante</p>
Definiciones del Libro I del RMER.	<p>HIDROXACBAL: "Los Contratos de Largo Plazo no están definidos actualmente en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, sin embargo en el Mercado Eléctrico Regional las transacciones de largo plazo deben incentivarse para garantizar el suministro de energía eléctrica a los países</p> <p>La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó el Plan Estratégico Institucional 2017-2021, dentro del cual se planteó el el Objetivo Estratégico No. 2 como "Impulsar el marco normativo para el desarrollo de contratos regionales de largo plazo en el MER..."</p> <p>Contrato de Largo Plazo Contrato regional con un plazo mayor a 5 años que deberá tener asociada la Transmisión Regional durante la vigencia del mismo."</p>	<p>Se aclara que el alcance de la presente propuesta en consulta, no considera el largo plazo, ya que este aún está siendo analizado, debido a su alto grado de incertidumbre en la predictibilidad de la capacidad regional de transmisión a futuro, que sin duda requiere ser superado primero en el corto plazo, sin embargo se aclara que para la CRIE este tema es considerado como estratégico para el MER, por lo que, en coordinación de los demás organismos regionales, se mantiene la búsqueda de propuestas regulatorias al respecto.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
Literales d, e y f, numeral 1.3.4.1. del Libro II del RMER.	<p>GENEPAL, S.A.: "Debe eliminarse cualquier condición que limite los alcances de los generadores y su capacidad de participar en el mercado. El tratado marco es claro en indicar que cualquier condición para definir a los generadores se determina por los mercados locales que les acreditan.</p> <p>Razones de Derecho:</p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>Artículo 7. En el Mercado se transará electricidad producción por cualquiera de los generadores de los sistemas eléctricos que lo componen que estén habilitados como agentes. Artículo 8 indica que: "La instalación de plantas de generación podrá realizarse en cualquiera de los países miembros, cumpliendo con los requisitos que la legislación de cada país demande."</p>	
<p>Numeral 8.3.10, literal d) del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Debido a que un mismo comprobante de constitución de garantía puede respaldar varias solicitudes de DT, es necesario adicionar en la regulación que junto con el comprobante de constitución de garantía el agente debe también remitir al EOR la nota con el detalle del monto de la garantía que respalda cada solicitud.</p> <p>"d) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DF con periodo de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DF y en el caso de los DF con periodo de validez anual debe corresponder al menos al 10% del total del valor de la oferta de compra de DF. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y esta con el detalle del monto de garantía que respalda cada solicitud de DF."</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta considerando adecuación de redacción, quedando de la siguiente forma:</p> <p>"d) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DF con periodo de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DF y en el caso de los DF con periodo de validez anual debe corresponder al menos al 10% del total del valor de la oferta de compra de DF. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y para el caso donde un solo comprobante respalde más de una SDT, se deberá adjuntar documentación que detalle del monto de garantía desglosando que respalda a cada SDT"</p>
<p>Numeral 8.3.10, literal g) del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Debido a que un mismo comprobante de constitución de garantía puede respaldar varias solicitudes de DT, es necesario adicionar en la regulación que junto con el comprobante de constitución de garantía el agente debe también remitir al EOR la nota con el detalle del monto de la garantía que respalda cada solicitud.</p> <p>"g) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DFPP con periodo de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DFPP. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y nota con el detalle del monto de garantía que respalda cada solicitud de DFPP."</p>	<p>Se atiende la modificación considerando adecuación de redacción, quedando de la siguiente forma:</p> <p>"g) Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DT, la cual para los DFPP con periodo de validez mensual debe corresponder al menos al 20% del total del valor de la oferta de compra de DFPP. Para este efecto el solicitante deberá adjuntar a su SDT el comprobante de constitución de la garantía y para el caso donde un solo comprobante respalde más de una SDT, se deberá adjuntar documentación que detalle del monto de garantía desglosando que respalda a cada SDT."</p>
<p>Numeral 8.3.12, del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Se considera oportuno que bajo las modificaciones de detalle de los literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER se establezca un formato único donde se detalle la información del numeral 8.3.11 y que sirva para darle cumplimiento a los indicado en el presente numeral, en cuanto a que el EOR verifique la validez de los registros o autorizaciones o certificaciones de las entidades que los emitan.</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta y se modificará el numeral señalado conforme dicha propuesta</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>"8.3.12 El EOR dispondrá de dos (2) días hábiles, posteriores al plazo para la presentación de solicitudes de DT, para verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 8.3.15 de este capítulo, para el requisito del literal f) del mismo numeral el EOR deberá verificar la validez, en el formato definido por el EOR, de los registros o autorizaciones o certificaciones con las entidades que los emitieron."</p>	
<p>Numeral 8.4.8 del Libro III del RMER,</p>	<p>EOR: "Mejorar comprensión del texto.</p> <p>"8.4.8 Vencido el plazo para presentar impugnaciones al proceso de asignación ante el EOR y no habiéndose presentado ninguna o habiéndose resuelto las impugnaciones, el EOR deberá realizar la asignación definitiva de los DT con su periodo de validez y publicar los resultados, en caso los resultados sean distintos."</p>	<p>Se atiende la modificación propuesta y se modificará el numeral señalado conforme dicha propuesta</p>
<p>Numeral 8.5.5 del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Para una mejor redacción se recomienda incluir también un párrafo para el caso de la ejecución de la garantía de debido cumplimiento cuando un agente adjudicatario de DF anual no realice el pago de una cuota.</p> <p><u>"7... En caso de incumplimiento del pago de una cuota de DF por parte de un agente, el EOR o la entidad financiera que éste designe para la administración de los recursos, procederá a hacer efectiva la garantía de debido cumplimiento constituida por dicho agente y las aplicará al pago de la cuota correspondiente."</u></p>	<p>Se atiende la modificación propuesta, en virtud de lo cual el numeral 8.5.6 del Libro III del RMER, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p>"8.5.6 En caso de incumplimiento del pago, por parte de un agente, de una cuota de DF con periodo de validez anual, el EOR o la entidad financiera que éste designe para la administración de los recursos, procederá a hacer efectiva la garantía de debido cumplimiento constituida por dicho agente y las aplicará al pago de la cuota no pagada y del resto de cuotas faltantes"</p>
<p>Numeral 8.5.5 del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Este artículo define una instrucción para los agentes que participan en los procesos de asignación de DT, provocando una penalización permanente, dado que no se especifica el plazo de dicha penalización</p> <p>"8.5.5 El Agente que incumpla el pago por una asignación de DT y solicite DT en convocatorias posteriores, deberá presentar garantías por el 100% del total del valor de la oferta de compra de DT, lo anterior se aplicará por un periodo de 24 meses, a partir de la última asignación de DT en que se incumpla el pago respectivo."</p>	<p>Se aclara que sobre el numeral señalado, en esta ocasión no se está proponiendo modificaciones al mismo; únicamente se está realizado una consolidación regulatoria en el RMER, sin embargo, se aclara que la CRIE está anuente a considerar una propuesta de mejora sobre el numeral señalado, a través de respectivo proceso de modificación de la Regulación Regional. Por otro lado, en la propuesta del participante no se justifica ni razona el plazo de 24 meses.</p>
<p>Numeral 8.1.2 del Libro III del RMER, y definición del DF en el Glosario del Libro I del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La Sección 8.1.2 establece:</p> <p>"Un DF está asociado a un CF y es un DT que asigna a su Titular, durante el Periodo de Validez: a) el derecho pero no la obligación de inyectar potencia en un nodo de la RTR y a retirar potencia en otro nodo de la RTR, y b) el derecho a percibir o la obligación de pagar una Renta de Congestión según el resultado del producto de la Energía Declarada o Energía Requerida Reducida en el predespacho o redespacho Regional del CF asociado a dicho DF, por la diferencia entre el Precio Nodal de retiro menos el Precio Nodal de inyección, resultantes del predespacho o redespacho Regional."</p>	<p>Se aclara, que la propuesta en consulta no ha sido considerada por ser una mejora eficiente de la remuneración financiera de los DF, sino que es una medida paliativa en respuesta de la realidad a la que se enfrentan los DF en el predespacho regional, donde la experiencia nos ha mostrado, que los costos en que se incurre para pagar las RC no son cubiertos por los ingresos del mercado, y deben ser pagados por otros agentes no asociados</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Esta definición cambia drásticamente el valor y el significado del Derecho Firme DF. Específicamente, parece implicar que se convierte en una obligación de declarar el DF, de lo contrario no hay remuneración del Cargo por Congestión (RC). Esto bloqueará el mercado de DT ya que cambia completamente su significado. En esencia, el DT ahora no es un instrumento financiero, como lo afirma la CRIE, ya que está completamente vinculado con el predespacho y redespacho de energía en el MER. Toda la filosofía del mercado de los derechos de transmisión financiera es desvincular completamente los instrumentos DT de las operaciones MER. El nuevo instrumento se vuelve inferior e indeseable para los participantes del mercado y reduce la eficiencia del mercado.</i></p> <p><i>Debería decir:</i></p> <p><i>“Un DF está asociado a un CF y es un DT que asigna a su Titular, durante el Periodo de Validez: a) El derecho, pero no la obligación de inyectar energía en un nodo del RTR y retirar energía de otro nodo de la RTR y b) el derecho a recibir o la obligación de pagar en función de la diferencia entre el producto del precio nodal por la potencia retirada menos el producto del precio nodal por la potencia inyectada del derecho firma. La potencia inyectada y la potencia de retirada se fijan para el período de validez del DT. En el caso de que los DT preexistentes infrinjan la capacidad de transmisión debido a las condiciones físicas en el MER, para evitar la inviabilidad, los límites de transmisión en la subasta de DT deben ser relajados antes ejecutar la prueba de factibilidad simultánea (SFT). La relajación de los límites de transmisión en la subasta de DT aun puede crear déficit de ingresos; sin embargo, cualquier déficit de este tipo se abordará en la metodología de liquidación de DT que será propuesta.”</i></p>	<p>a la operación comercial del MER, evidenciando así que en el MER la suficiencia financiera de los DF no está asegurada bajo las actuales limitaciones de transmisión en el MER, también se aclara que el objeto de la propuesta no es bloquear el mercado de DF, sino hacerlo realista a las condiciones en el MER. Por otro lado, se aclara que los DF, si bien también son financieros, tienen una característica no típica de los "FTR" conocidos internacionalmente, y es que la parte de retiro es considerada física (demanda inflexible) en el predespacho regional, lo que lo vincula con la parte operativa del MER. Por todo lo anterior, hasta que no se disponga de otra propuesta que demuestre ser mejor que la actual, se considera inadecuado continuar con las asignaciones de DF sin asegurar que el pago de las RC salga de los ingresos de la misma operación de las transacciones regionales.</p>
<p>Numeral 8.1.4 del Libro III del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: El 8.1.4 dice:</p> <p><i>“La relación entre la Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro de los DT será determinada en el proceso de la Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS) de la subasta de DT que se considera en el mecanismo de asignación de los DT. La PFS es el proceso mediante el cual se limita la cantidad de DT a ser adjudicados a no más que la máxima cantidad de electricidad equivalente que es físicamente despachable como inyecciones y retiros en la red (independientemente de la localización física de la generación y la demanda).</i></p> <p><i>Esto implica que la relación entre MW inyectados y retirados usada en la liquidación de los FTR que contabiliza las pérdidas se basa en los resultados de la SFT y no en los valores despachados, mientras que los precios nodales utilizados se basan en los valores despachados.</i></p>	<p>Se aclara que sobre el numeral señalado, que no se está proponiendo modificaciones al mismo, únicamente se está realizado una consolidación regulatoria en el RMER, sin embargo, se aclara que la CRIE está anuente a considerar una propuesta de mejora sobre el modelo de las pérdidas de transmisión en las PFS, a través de respectivo proceso de modificación de la Regulación Regional.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Esto socava por completo la suficiencia financiera a menos que la capacidad de transmisión en la SFT se limite para tenerlo en cuenta, lo cual no se ve en el texto propuesto.”</i></p>	
<p>Numeral 8.3.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: “La Sección 8.3.1 establece:</p> <p><i>El EOR organizará los procesos de asignación de DT conforme lo establecido en este capítulo, en los cuales considerará el mecanismo de subastas de DT establecido en el anexo D de este libro. En estas subastas se asignarán a los adjudicatarios de las respectivas DT por períodos de validez mensuales y anuales, de acuerdo a los siguientes criterios: (1) las DT mensuales tendrán un Período de Validez de un (1) mes, a partir de primer día del respectivo mes. (2) las DT anuales tendrán un Período de Validez de un (1) año, dividido en sub-Períodos de n-meses determinados por el cambio de la formulación de la PFS.</i></p> <p><i>La CRIE podrá autorizar, cuando se den las condiciones de competencia y liquidez adecuada, que se asignen DT por períodos de validez distintos, y modificar la frecuencia de las subastas.</i></p> <p><i>Esto significa que el proceso anual de asignación de DTs se llevará a cabo SOLAMENTE en el mes de diciembre para el período de validez de enero a diciembre del año siguiente.</i></p> <p><i>No estamos de acuerdo con el cambio en la frecuencia del proceso anual de subastas de DT, especialmente al relacionarlo con el comentario 3, realizado anteriormente referente a cambiar el cálculo del cargo de congestión (CC).</i></p> <p><i>¿Cómo asegurar CRIE espera que un Titular de DT proporcione servicios firmes para su energía renovable si les priva de su derecho a recibir rentas de congestión y no se les ofrece la posibilidad de múltiples subastas DT que lleven a mejores precios y una mejor gestión de la capacidad de transmisión?</i></p> <p><i>Esto sería dar un paso en la dirección equivocada, la frecuencia de las subastas de DT debe incrementarse, no disminuir.”</i></p>	<p>La propuesta de reducir las subastas de DT anuales, de 2 a una 1, se basa principalmente en la experiencia, donde se observó que durante el primer semestre de la asignación adicionalmente a los DT solicitados existen también los DT vigentes pre asignados lo que ocasiona congestión con el respectivo precio marginal, todo lo contrario sucede en el segundo semestre de la asignación, donde dichos DT pre asignados vencen y la congestión desaparece, produciendo precios a pagar por los DT sumamente, en resumen se producen “precios altos en el primer semestre y precios bajos en el segundo semestre” para una misma asignación, lo que provoca que los agentes reaccionen de una forma no competitiva por este fenómeno iterativamente casístico provocado por el esquema de dos asignaciones traslapadas. Por lo que se identifica que la existencia de ambos procesos produce más desventajas que beneficios para los procesos de asignación.</p> <p>En virtud de lo anterior, se resulta atendible el comentario presentado por el participante</p>
<p>Capítulo 8 del Libro III del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: “No hay ninguna disposición para franjas horarias (periodos de Tiempo de Uso -TOU) en el Período de Validez del DT. El uso de la red de transmisión y los patrones de flujo de energía son radicalmente diferentes entre los períodos punta y fuera de punta. En consecuencia, la necesidad de DTs y la cantidad asociada de la potencia de inyección y retiro así como de sus ubicaciones difieren entre las horas punta y fuera de punta.</p> <p><i>Recomendamos la introducción de períodos de tiempo de uso (TOU) en las horas punta y fuera de punta para todas las subastas de DT con el objetivo de aumentar la liquidez de las subastas de DT y el valor de estas.”</i></p>	<p>Se aclara que el alcance de la propuesta aun no considera el tipo de mejoras a las que se hace referencia, la CRIE está anuente a considerar dichas propuestas para su consideración en el debido proceso de modificación regulatoria.</p>

PROPOSTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS	ANÁLISIS
Capítulo 5 del Libro III del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "No hay ninguna disposición para DTs a largo plazo. Un derecho de transmisión a largo plazo por un largo período de validación como 10 años, también aumentará la liquidez de las subastas DT actuales y reducirá el riesgo que proporciona una cobertura esencial para la inversión a largo plazo.</p> <p><i>Recomendamos la introducción de los derechos de transmisión a largo plazo."</i></p>	Se aclara que el alcance de la propuesta aún no considera el tipo de mejoras a las que se hace referencia, la CRIE está abierta a considerar dichas propuestas para su consideración en el debido proceso de modificación regulatoria.
Capítulo 5 del Libro III del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "No hay ninguna disposición para subastas de DT multimodal. Por lo general, es difícil calcular el verdadero valor de los derechos de transmisión, en particular los derechos de transmisión a largo plazo, cuando se subastan con gran tiempo de participación al despacho del MER. El valor de los Derechos de Transmisión se determina típicamente basándose suposiciones sobre el resultado del MER durante el Período de Validación, específicamente el costo marginal de generación entre los puntos de inyección y retiro, que depende del patrón de flujo de energía y los Precios Nodales. Múltiples nodos forman la determinación de precios, aumentando la liquidez de las subastas de DT. La capacidad de transmisión operativa debe liberarse programar avance en cada ronda, dando oportunidad a los participantes de revisar los resultados y refinar sus ofertas entre rondas.</p> <p><i>Recomendamos la introducción de subastas de DT multimodal y la liberación gradual de la capacidad de transmisión operativa."</i></p>	Se aclara que el alcance de la propuesta aún no considera el tipo de mejoras a las que se hace referencia, la CRIE está abierta a considerar dichas propuestas para su consideración en el debido proceso de modificación regulatoria.
Capítulo 5 del Libro III del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "No hay ninguna disposición para un mercado secundario. Un mercado secundario para los DT perteneciente a la Subasta Mensual de DTs aumentaría la participación debido a que eliminaría el riesgo de DT inactivas durante partes del Período de Validación en los casos en los cuales el Titular no necesita esa cobertura para su actividad en el MER. Por otra parte, los posibles titulares de DTs pueden solo estar interesados en una fracción del Período de Validación de la Subasta, por lo que podrían adquirir esa parte en el mercado secundario, aumentando la liquidez y comercialización de DTs en general.</p> <p><i>Recomendamos fuertemente asegurarse de que todas las restricciones de transmisión que se aplican en el modelo de predespacho del MER también se apliquen en las subastas de DT.</i></p> <p><i>Recomendamos la introducción de un mercado secundario"</i></p>	Se aclara que el alcance de la propuesta aún no considera el tipo de mejoras a las que se hace referencia, la CRIE está abierta a considerar dichas propuestas para su consideración en el debido proceso de modificación regulatoria.
Capítulo 8 del Libro III del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "No existe ninguna disposición para reconfiguración de los DT debido a cambios en el modelo de la red después que se han realizado las subastas de DTs. Esto presenta un problema grave en la liquidación de DTs donde un nodo de inyección o retiro ya no es válido. Ese nodo pudo haberse eliminado de la RTR después de la subasta, debido a una reconfiguración de la red de transmisión o expansiones, o simplemente se desconecta en el MER durante una o varias horas, por</p>	Se aclara que el mecanismo de reconfiguración de DT, existe en el actual RMER, sin embargo, se determinó que el mismo no establece la forma de como activarlo, ya que está asociado a cambios en la red permanentes, los cuales dificulta el horizonte que debe ser considerado, se le ha solicitado al EOR la forma de determinar este aspecto, por lo

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>un mantenimiento programado o a una interrupción forzada. Sin un nodo valido, ¿qué precio se utilizaría en la liquidación DT?</i></p> <p><i>Este problema podría resolverse, por supuesto, si no permitir que los nodos de los DT existentes se retiren del RTP. Sin embargo, esto pondría en peligro la precisión de la solución MER, ya que no reflejaría la configuración real de la red de transmisión. Esto puede dar lugar a problemas operativos o de fiabilidad y puede causar confusión entre los participantes del mercado en la interpretación de los resultados de MER.</i></p> <p><i>Recomendamos seleccionar un nodo alternativo que esté eléctricamente cerca (alta de reactancia pequeña) al nodo que originalmente estaba asignado y utilizar el precio nodal que le corresponde al nodo alternativo. Para tener una mayor transparencia, se puede anticipadamente definir y publicar un conjunto de nodos alternativos y asignar prioridades de selección para cada nodo de inyección y retiro.</i></p> <p><i>Agregando el requisito de que no debe haber ninguna congestión que separe los nodos de inyección o retiro con los nodos alternativos, se tendría que el precio nodal del nodo alternativo debido a estar eléctricamente próximo no sería significativamente diferente del precio nodal del nodo original cuando se realice el cálculo del valor de liquidación de un DT."</i></p>	<p>que una vez identificado, se considerará su implementación en el RMER a través del debido proceso.</p>
<p>Numeral 8.3.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La Sección 8.3.4 establece:</p> <p><i>El mecanismo de asignación de DT, considerará la subasta de la capacidad de transmisión disponible, con las siguientes características:</i></p> <p><i>a) Se permitirá únicamente la compra de DT;</i></p> <p><i>No estamos de acuerdo con esta restricción.</i></p> <p><i>Permitir ventas de DT preexistentes aumentará la liquidez de las subastas de DT.</i></p> <p><i>Recomendamos que se elimine esta restricción. Ventas de DT preexistentes deben permitirse para aumentar la liquidez de las subastas de DT."</i></p>	<p>A este respecto se aclara que, la CRIE desde el inicio de la implementación de los DT decidió no considerar la venta del DT a través de las subastas, con el objeto de considerar gradualmente las complejidades de este proceso, de tal forma que una vez se alcanzará la madurez de las compras, se podría dar el paso a la consideración de la venta de DT de forma optimizada.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera atendible el comentario planteado por el participante.</p>
<p>Numeral 8.1.5 del Libro III del RMER.</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La Sección 8.1.5 establece:</p> <p><i>Los titulares de DT pueden ser los Agentes del MER, excepto los Transmisores.</i></p> <p><i>No estamos de acuerdo con esta restricción. Tendrá un gran impacto negativo en el mercado. Reducirá la liquidez y evitará la definición de precios. Permitir que los especuladores/inversionistas financieros participen aumentará la liquidez de la subasta DTs.</i></p> <p><i>Recomendamos permitir que otro tipo de participantes sean elegibles como titulares de DT, incluidos los comercializadores y especuladores/ inversionistas financieros"</i></p>	<p>Se aclara que sobre el numeral señalado, que no se está proponiendo modificaciones al mismo, únicamente se está realizado una consolidación regulatoria en el RMER.</p>

3. OBSERVACIONES SOBRE CARGOS REGIONALES DE TRANSMISIÓN

3.1 CARGOS COMPLEMENTARIOS

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
General sobre el numeral 9.3.3. del Libro III del RMER.	<p>COMERCIALIZADORA ORAZUL – GUATEMEL – ASCEE – ELECTRONOVA – GGUEEG – RENACE – SAN DIEGO: <i>“En relación con el cargo complementario -CC- la propuesta consiste en que será pagado tanto por los agentes que inyectan como por los agentes que retiran energía. La consecuencia sería que agentes que antes no estaban afectos al pago del CC, tendrán un costo adicional que incrementará sus operaciones en detrimento de la eficiencia de los costos de la energía en los mercados nacionales, situación que al final, repercute directamente en la demanda de los países que es la que originalmente paga la totalidad del CC.”</i></p>
Glosario del Libro I del RMER y Definiciones del Libro I: Definición de Cargo Complementario	<p>INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín: <i>“Eliminar la definición de Cargo Complementario ya que el IAR debe ser únicamente el Peaje.</i></p> <p><i>El Costo Complementario no debe ser parte de la remuneración que el transportista debe recibir, éste solo debe recibir el costo asociado a las instalaciones de transmisión contenidas en la variable Peaje que ya está definido.</i></p> <p><i>Consecuentemente, eliminar en la nomenclatura:</i></p> <p><i>CC: Cargo Complementario, así como en todo el texto del RMER en el que aparezca dicha variable (p. ej. Libro III, numeral 9.3 Cargos Regionales de Transmisión; Capítulo 12: Conciliación, Facturación y Liquidación del Régimen de Remuneración de la RTR).</i></p> <p><i>Con la supresión de la variable CC, debe adecuarse lo establecido en el Libro III, numeral 9.3.2 Cuenta General de Compensación (CGC) y proponer a Consulta Pública la nueva redacción.”</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Complementario ya que el IAR debe ser Glosario, Definiciones del Libro I: Definición de Peaje	<p>INDUSTRIA ENERGÍA ASOCIADA – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquin “Los transportistas únicamente deben recibir como remuneración lo asociado a la inversión en los activos de las Instalaciones de Transmisión Regional.</p> <p>Consecuentemente realizar los cambios en el texto del RMER en el que aparezca dicha variable (p. ej. Libro III, numeral 9.3.4 Peaje; Capítulo 12: Conciliación, Facturación y Liquidación del Régimen de Remuneración de la RTR; Anexo E y Anexo F).”</p>
Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.	<p>ENEL FORTUNA – ENEL GUATEMALA: “El cargo complementario asignado a agentes generadores representaría un nuevo egreso que no estuvo considerado cuando se realizó la inversión. Señal negativa sobre la estabilidad regulatoria de la región. Puede afectar inversiones futuras. Recomendamos a la CRIE mantenga las definiciones actuales relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión”</p>
Literal d, numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	<p>ENEL FORTUNA - ENEL GUATEMALA: “La propuesta no incluye fundamento que respalde la asignación del CC en partes iguales a demanda y generación. Penaliza en forma no proporcional a agentes generadores guatemaltecos. Recomendamos a la CRIE mantenga las definiciones actuales relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión”</p>
Capítulo 12 del Libro III del RMER.	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: “No se conoce con ejemplos reales, para periodos razonables, los verdaderos impactos de cambiar la regulación actual concerniente a los Cargos Regionales de Transmisión, como lo es el Peaje y el Cargo Complementario.</p> <p>Proponemos que la CRIE en conjunto con el EOR y los OS/OM realicen una ejecución con datos reales para conocer los montos a pagar por los Cargos de Transmisión para todo el año 2019 y posteriormente estos resultados sean dados a conocer al público.”</p>
General sobre secciones A2 y A3. Cargos Regionales de Transmisión y Derechos y Contratos Firmes	<p>EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: “Recomendamos a CRIE, a través de las Resoluciones que emita, que instruya al EOR, OS/OM y agentes de realizar pruebas basadas en los mecanismos próximos a implementar en la normativa regional. Recomendamos que CRIE tome en consideración los productos finales de las Consultorías que el Consejo Director del MER está realizando de la Remuneración de la Transmisión y los Derechos de Transmisión.</p> <p>Esto con el objetivo de brindar certeza jurídica y conocimiento técnico para todos los participantes, ya sean Operadores Nacionales, Agentes junto con el Operador Regional.</p> <p>Se recomienda realizar ejercicios con casos nuevos y ejercicios con escenarios de casos anteriores.”</p>
Cargos Regionales de Transmisión.	<p>ACI – INGENIO LA UNIÓN – INGENIO SANTA ANA: “En varias oportunidades nos hemos expresado en el sentido que el modelo que se utiliza para la remuneración de la RTR no cumple con su cometido de propiciar un mercado de electricidad entre los agentes de los países que conforman el SIEPAC. A lo largo del tiempo, se ha</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>comprobado que el modelo de congestión no ha motivado las inversiones en transmisión y únicamente ha desmotivado a los agentes que realizan transacciones en el Mercado Regional, debido a la incertidumbre que existe en el cálculo de los cargos por este rubro y su certeza de largo plazo.</p> <p>No obstante lo expresado en el comentario precedente, CRIE continúa proponiendo modificaciones específicas al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) relacionadas con la remuneración de la Red de Transmisión Regional. En el largo plazo, las reglas que se definan para el acceso a la transmisión son importantes para motivar la inversión y propiciar la instalación de plantas de generación eléctrica de carácter regional; las actividades comerciales entre agentes de los países miembros, según lo establece el Tratado Marco. En este sentido, si las reglas son modificadas frecuentemente y de una manera inconsistente, se genera desconfianza y se desmotiva la inversión.</p> <p>Hemos solicitado a CRIE que promueva la revisión integral al RMER y se proponga un nuevo modelo de remuneración de la RTR para que esté en línea con los preceptos establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos, y que se ajuste a las mejores prácticas y experiencias internacionales, con el afán de eliminar las inconsistencias de aplicación del modelo actual y los constantes cambios aplicados en la normativa que dan falta de certeza."</p>
<p>Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>(ACI – INGENIO LA UNIÓN – INGENIO SANTA ANA: “La propuesta de modificación normativa que ahora nos ocupa, asigna cargos a agentes que no participan en las transacciones internacionales, es decir que son pasivos en el mercado regional, los cuales son incompatibles con el modelo de mercado guatemalteco, lo cual puede generar nuevamente insolvencias para la remuneración de la transmisión regional, como hasta ahora ha ocurrido.</p> <p>La asignación de cargos de remuneración de la RTR a agentes que, de acuerdo con la regulación nacional de Guatemala, tienen capacidad instalada pero que no reciben remuneración por operaciones en el mercado de electricidad, no tiene ningún sentido ni base jurídica y, es muy probable, que resulte en insolvencia para cubrir el cargo adicional por un “potencial” uso de la red de transmisión regional.”</p>
<p>Glosario del Libro I del RMER.</p>	<p>IC CONSULTORÍA: “La propuesta de sustitución de la definición de Cargo Complementario, se encuentra redactada de manera arbitraria, subjetiva y discriminatoria.</p> <p>Esta definición de Cargo Complementario introduce el concepto subjetivo de capacidad de inyectar y retirar. Adicionalmente se identifica que existe el riesgo de que el cargo complementario sea cargado e impacte a los agentes y no a la demanda regional como fue originalmente concebido.”</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Inciso i i ii. del literal b) del Apartado 9.3.3.1 del Libro II del Libro II del RMER.	IC CONSULTORÍA: <i>"La propuesta de cálculo y asignación de CC es discriminatoria y contradice los principios del Tratado Marco discriminando a los agentes del mercado sin capacidad de inyección y refiro reconocida al no tomar en cuenta su participación en el MER dentro de los procedimientos de cálculo y asignación propuestos. La disponibilidad propuesta es por toda la capacidad instalada del agente en el mercado nacional, lo cual favorece a los generadores de otro país con posibles acuerdos no competitivos que no sean favorables a El Salvador."</i>
Literal b) inciso i), numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.	<p>LEONEL LÓPEZ:</p> <p><i>"No se puede pretender cobrar el costo de la línea de EPR a un Generador por su Capacidad Instalada. En todas partes eso es inconstitucional, cobrar por algo que no tiene valor para ellos.</i></p> <p><i>Esta disposición de aprobarse afecta la inversión al establecer cargos ilógicos, la certeza de pago de la Línea de EPR se tiene con mas transacciones. Esto causaria un rechazo al funcionamiento del MER en lugar de incentivar transacciones</i></p> <p><i>"Se viola el objetivo del Tratado Marco específicamente el Art. 2. "Fines del Tratado". El Art. 12 del Tratado indica que los cargos son por el uso y disponibilidad.</i></p> <p><i>"El RMER en el Libro I, 1.3 define los Objetivos y se enmarcan en buscar economías, no en encarecer los cargos.</i></p> <p><i>Este cambio se ve que sucede a los solicitantes del EPR que cada uno pretende que se incrementa el IIR en la misma presentación se muestra que el EPR se ha vuelto una empresa ineficiente no eficiente, en varias ocasiones se ha visto un interés en ciertos técnicos de CRIE de favorecer al EPR llevando propuestas como esta de subir el IIR.</i></p> <p><i>No se puede pretender cobrar, pagar o Cargo Complementario a un generador que participa solo en el mercado local y que no hace uso de la RTR. El procedimiento actual de cargar a la Demanda el Cargo Complementario (CC) ha sido diseñado y no se ha tenido problema. No es el adecuado para las funciones para pagar la inversión de EPR que es lo que desea el BID. La forma de cobro del CC debe permanecer si se desea que el MER se incentive."</i></p>
Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.	ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE: <i>"Se realiza cambio a la forma de remuneración de la transacción solicitando cargar a la generación solo por el hecho de estar instalada afectando la inversión realizada y se agrega un cargo a las transacciones regionales que desincentiva las transacciones."</i>
Literal d numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE: <i>"Un nuevo cargo a la generación puede ocasionar varias consecuencias como que de todas maneras se realice este cargo a la demanda se desincentiva las transacciones regionales y se desincentiva la inversión en generación."</i>
Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.	AES PANAMÁ: <i>"Este cambio representa un cambio relevante para los agentes generadores que no están interesados en participar en el MER por diferentes motivos,</i>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>que van desde contar con disponibilidad para realizar transacciones o simplemente no es un mercado objetivo, por lo tanto asignar un cargo complementario en base a su capacidad instalada simplemente represente sobrecostos que el mercado doméstico no les recompensa. Se debe mantener el principio que establece que el cargo complementario es asumido por la demanda, ya que el mismo siempre será el beneficiario final por uso de la RTR. Además es inverosímil que agentes del mercado tenga que estar pagando cargos complementarios por una línea cuya capacidad es de 300 MW pero que por las limitaciones domésticas en algunos de los países del MER solo se puedan realizar transacciones por 50 MW en algunas áreas de Control."</p>
<p>Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>CENERGICA EL SALVADOR: "La propuesta metodológica para el cálculo y asignación de los Cargos Complementarios (CC) se basa en el criterio de que cada instalación a remunerarse se calcula proporcionalmente con base en la generación instalada (50% del CC) y la demanda máxima (50% del CC) de cada país y pagado por los agentes que representan dicha generación y demanda, en concepto de pago por disponibilidad de la transmisión regional (según 6.2.1.1.4 de Informe de Diagnóstico Extraordinario – Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional).</p> <p>Este criterio desarrolla el concepto de capacidad de inyección (equivalente al concepto de Capacidad Firme) el cual debe ser determinado por el OS/OM de cada país según la regulación nacional y lo enfoca al cálculo del Cargo Complementario, pero no analiza el impacto de la falta de una regulación para la remuneración de la capacidad firme a nivel regional. Ambos componentes son necesarios para un mercado regional en equilibrio.</p> <p>Este criterio de asignación no considera que dependiendo de la regulación de cada uno de los países, esta capacidad de inyección no es remunerada de la misma forma (es más, en algunos países no es remunerada); además de que la Regulación Regional establecida en el RMER no considera la remuneración de capacidad firme (asociada a una energía firme, por ejemplo).</p> <p>Por lo tanto, para que este tipo de criterio tenga validez, debe existir una Regulación Regional que remunere la capacidad firme asociada a contratos firmes, independiente de las respectivas regulaciones nacionales en donde los generadores estén instalados."</p>
<p>Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>AMM: "Con base en las conclusiones relacionadas con la Transmisión y Generación Regional/Infraestructura nacional asociada al MER, obtenidas durante el Diálogo sobre el MER convocado por el CDMER, llevado a cabo el 7 y 8 de noviembre de 2018, la expectativa de una revisión integral de la transmisión regional, era dar predictibilidad y estabilidad a los precios de la transmisión regional, así como incrementar las transacciones regionales. Sin embargo, la propuesta no parece cumplir con dichas expectativas ya que introduce gran complejidad e incertidumbre, en vez de predictibilidad, en cuanto a la determinación de los cargos de transmisión regionales que le serán asignados a la generación y a la demanda en concepto de peaje, no solo por las eventuales transacciones regionales que pudieran realizar, sino por la</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>participación en las inyecciones y retiros nacionales. En consecuencia, también habría incertidumbre en lo que se deba pagar en concepto de Cargo Complementario. Resulta inadmisibles que determinados Agentes, solo por el hecho de tener capacidad de inyectar, aunque no utilicen la RTR deban resultar con cargos por pago de Cargo Complementario. Dicho cargo desincentiva la inversión en generación e incrementa los cargos del agente generador.</i></p> <p><i>El Tratado Marco tiene por fin incentivar la participación privada en el sector eléctrico y establecer condiciones para su crecimiento. Una disposición como la propuesta, desincentiva dicho propósito. (art. 2 del Tratado Marco). Se adiciona el Cargo Complementario para la generación instalada en concepto de disponibilidad de la RTR, lo cual afectará las inversiones actuales en generación y desincentivará nuevas inversiones en generación.</i></p> <p><i>Se agrega el Cargo Complementario para los generadores, que luego se tendrá que reflejar como un cargo para los vendedores en el MER, incrementando el costo de las transacciones regionales. Estas acciones desincentivan las transacciones regionales, lo cual va en contra del Objeto del Tratado Marco, establecido en su Artículo 1 y de los Fines del Tratado establecidos en las literales b y c de su Artículo 2. Asimismo, con la complejidad que se agrega para la determinación del Cargo Complementario, se atenta contra lo estipulado en la literal f del Artículo 2 ya citado. Comparado con la propuesta, sería más transparente continuar con la aplicación del Cargo Complementario como se realiza actualmente."</i></p>
<p>Literal d, numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>CUESTAMORAS: <i>"Es poco viable adicionar cargos regionales a la generación instalada en los países miembros bajo el argumento disponibilidad de la RTR. El resultado inmediato será una afectación económica para la generación instalada, ya que no se incentivará la inversión en nuevos activos de generación y se producirá un incremento del costo transaccional para la energía que pudiera transarse en el MER. Además que la propuesta normativa sugiere tomar en cuenta valores nacionales (capacidad de inyección y retiro) sin relación a las transacciones en el MER, y no todos los Agentes realizan transacciones en el MER.</i></p> <p><i>Es contraproducente asignar cargos a las transacciones regionales de inyección al MER ya que desincentivara las mismas, y trasladará a la Demanda Final dichos cargos. Es importante mencionar, que en todos los países miembros del MER las tarifas de la Demanda Final son altamente reguladas, por lo que el traslado de este costo originaría complicaciones regulatorias."</i></p>
<p>Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>CND ETESA: <i>"Los generadores van a pagar parte de los CC, cuando se señala que la capacidad de inyección de cada agente es el valor de generación instalada disponible, no queda claro si es la capacidad instalada o la disponibilidad para el mes correspondiente de ese generador. También hay que considerar que el tema de los CC</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>hay un desfase entre el mes de operación y el mes de aplicación del CC estos puede traer confusión a la hora de determinar que capacidad hay que utilizar. Para el caso de la capacidad de retiro de cada agente consideramos que debe quedar establecido como el valor de demanda máxima medido para todos los países."</i>
Literal d) del numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	CND ETESA: "El criterio de dividir 50 % para la demanda y 50% para la generación para el pago de CC no lo vemos lógico en vista que el mayor uso el mayor está en la demanda. El otro punto, ¿cómo se aplicaría la reducción o el aumento por los efectos de la CARN al CC será también en esta proporción 50 y 50?"
Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	EPR: "Asignar Cargo Complementario a los generadores de conformidad con su capacidad instalada implica que TODOS los agentes generadores de los países resultaran deudores, sin importar que estén o no habilitados en el MER para hacer transacciones, lo que implica que no tienen garantía de pago, poniendo a la EPR y el MER en riesgo de mora, sin que se perciba el beneficio en esta asignación. Considerando que los 6 mercados eléctricos nacionales están basados en costo de generación (no precio) este cargo será trasladado a la demanda, y por tanto, solo se habrá generado un riesgo en el mercado y un problema fiscal adicional a la EPR, al generar facturas que no hay garantía de pago y que irán gravadas con impuestos a las ventas o de valor agregado que EPR si debe entregar al fisco. Si bien el artículo 14 del Tratado establece que la remuneración por disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del mercado, no dice que deben hacerlo de forma directa todos ellos, sino que mas bien faculta a la CRIE a establecer una metodología."
Literal d) del numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	EPR: "Según la premisa h, las capacidades de inyección y retiro están en MW, sin embargo, las unidades de CC p.s.d, CC_ No Interconectores p.s.g y CC_ Interconectores p.s.g están en USS/MWh, lo que no parece correcto. De otra parte las unidades de CC p.s.d dice que están en USS/MW lo que no sería correcto si es la suma de dos componentes en USS/MWh según lo que señalamos en el inicio de esta observación. Es necesario que revisen la formulación para determinar las unidades correctas y que podrá aplicarse."
Literal b) incisos i y ii del numeral 9.3.3.1. del Libro III del RMER.	ICE: "Se considera que es mas transparente utilizar únicamente la demanda máxima MW del país para la distribución del CC y que luego se distribuya el CC a cada agente basado en las inyecciones y retiro realizados. Además, por ser la asignación del CC de forma mensual se recomienda utilizar valores mensuales en todos los apartados del CC."
Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	ICE: "a. Importante que el cálculo se hace por agente con capacidad de inyección y retiro en cada país, o sea no solo se realiza por país como indica el título. b. No es claro el documento si los CC se les aplicará a los agentes conectados a la RTR o cualquiera conectado y que pueda hacer transacciones en el mercado mayorista nacional. Porque de la lectura pareciera que todos los agentes regionales que hagan cualquier transacción en el mercado mayorista nacional, incluso no conectados a la RTR, deberán pagar CC."

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>c. La variable CCp,s,g se asocia a los agentes "ai", aunque no hay subíndice "ai" sino "g", verificar congruencia.</p> <p>d. La variable CCp,s,d se asocia a los agentes "ar", aunque no hay subíndice "ar" sino "d", verificar congruencia.</p> <p>e. Las 2 observaciones anteriores se repiten en todas las fórmulas y las definiciones de las variables.</p> <p>f. De la lectura de los apartados anteriores pareciera que la CMM es un porcentaje, aunque no es claro el texto, pero en las fórmulas se resta</p> $CC_No\ Interconectores_{p,g} = \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^{n_i} IARM_{No\ Interconectores_{i,p,g}} + CARNP_{p,g} \right]}{\sum_{i=1}^{n_i} Cap_Inv_{p,g}} - 0.5CMM_{p,g}$ $CC_Interconectores_{p,g} = \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^{n_i} IARM_{Interconectores_{i,p,g}} \right]}{\sum_{i=1}^{n_i} \sum_{m=1}^{m_i} Cap_Inv_{p,gat}}$ $CC_No\ Interconectores_{p,d} = \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^{n_i} IARM_{No\ Interconectores_{i,p,d}} + CARNP_{p,d} \right]}{\sum_{i=1}^{n_i} Cap_Rtr_{p,d}} - 0.5CMM_{p,d}$
<p>Numeral 9.3.3 Libro III del RMER</p>	<p>EPR: "por claridad se debe especificar que la inyección y retiro se refiere a la energía eléctrica.</p> <p>Cargo Complementario: Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR asociado a la disponibilidad de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto Transmisores que tienen la capacidad de inyectar y retirar energía eléctrica en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro, y es la parte del IAR que no se recolecta a través del Peaje, CFT e FDT."</p>
<p>Literal a), numeral 9.3.2. del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Claridad en la norma: para un mejor entendimiento, se recomienda modificar la redacción indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT (conforme hace referencia el RMER).</p> <p>a) La programación de transacciones regionales en concepto de CFT neto después de descontar los pagos a los titulares de DT."</p>
<p>Literal d), numeral 9.3.2. del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Consistencia en la norma:</p> <p>a) Hacer referencia al Peaje, ya que el IARM a pagar corresponde a los montos no cubiertos por el peaje.</p> <p>b) Consolidar los literales d) y e), ya que los montos de la CGC destinados para pagar el IARM de la RTR, se aplican a través del CMM.</p> <p>"d) Los pagos de IARM de las instalaciones de la RTR no cubierto por el Peaje, a través de la aplicación de compensaciones mensuales del MER a los Cargos Complementarios."</p>
<p>Literal e), numeral 9.3.2. del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Consistencia en la norma:</p> <p>a) Eliminar literal e), ya que los montos de la CGC destinados para pagar el IARM de la RTR, se aplican a través del CMM, tal y como se argumentó en literal d) anterior.</p>

PROPIUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>b) Sustituir el texto del literal e) de la Consulta Pública por la siguiente propuesta:</p> <p>e) La aplicación de compensaciones mensuales del MER a los Cargos Complementarios:</p> <p>e) Los ingresos mensuales remanente por país, entre el IARM y el monto neto que resulte del CMMp,s, CARNPp,s y Peaje.”</p>
<p>Literal a), numeral 9.3.2, del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: “Mejorar redacción, sustituir “indenticará” por “identificará”.</p> <p>a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN, provocados por las condiciones antes indicadas e identificará <u>identificará</u> los mercados nacionales responsables.”</p> <p>”</p> <p>”</p>
<p>Literal f), numeral 9.3.2, del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: “Claridad en la norma, el cargo complementario lo pagan los Agentes con capacidad de inyección y retiro.</p> <p>f) Cuando los CC pagados por las demandas <u>los Agentes con Capacidad de inyección y retiro</u> superen los montos de los IARM, para un mes determinado, el monto remanente será trasladado a la CGC.”</p>
<p>Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: “En la Regulación Regional no se encuentran establecidos los criterios específicos para determinar una amenaza de insolvencia, y en qué momento preciso se debe informar a CRIE tal situación. Se recomienda incluir el siguiente párrafo: “Se considerará una amenaza de insolvencia a la CGC, en el mes en el que, en la liquidación respectiva, la CGC se vea afectada con un cargo”.</p> <p>No obstante lo anterior, ante casos de amenaza de insolvencia de la CGC, el EOR deberá informarlo inmediatamente a la CRIE con su respectivo informe técnico y recomendaciones. <u>Se considerará una amenaza de insolvencia a la CGC, en el mes cuyo resultado neto total sea un cargo.”</u></p>
<p>Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: “Claridad en la norma, en la definición de Cargo Complementario se debe hacer referencia al IARM que es mensual y considera los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) y no debe hacer referencia al IAR que es anual.</p> <p>El Cargo Complementario (CC) es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR [IARM, asociado a la disponibilidad de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto Transmisores, que tienen la capacidad de inyectar y retirar en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro, y es la parte del IAR que no se recolecta a través del Peaje, CVT e IVDT.”</p>
<p>Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: “Mejorar redacción</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>Para efectos del cálculo y asignación del CC, se entenderá la disponibilidad de la RTR como la parte que debe ser remunerada, por a las inversiones desarrolladas, para su disposición por parte de los agentes que tienen la capacidad de inyectar y retirar en cada en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro."</i>
Literal a), Numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Agregar la temporalidad (mensual) de la disponibilidad, ya que en ese mismo orden se está realizando la conciliación mensual de los cargos regionales de transmisión.</p> <p>a) Los CC están asociados al pago por la disponibilidad mensual de las redes regionales, que deberán pagar los agentes no transmisores."</p>
Literal b), numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER.	<p>EOR: "a) Validar si está conforme lo establecido en el Artículo 14 del Tratado Marco: "Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final"</p> <p>b) Agregar la temporalidad (mensual) de la capacidad de inyección y retiro, ya que en ese mismo orden se está realizando la conciliación mensual de los cargos regionales de transmisión.</p> <p>b) Los CC se asignan a los agentes que cuenten con la capacidad de inyección y retiro en cada país miembro, que potencialmente pueden hacer uso mensual de la red de transmisión regional."</p>
Literal b), inciso i), numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la Norma, eliminar referencia al año calendario: se interpreta que las capacidades pueden ser fijas a lo largo de un año, sin embargo, en la operación se presentan casos que las capacidades varíen por la instalación de nueva generación / demanda y por ende el OS/OM las debe de actualizar.</p> <p>i. La capacidad de inyección de cada agente: será el valor de generación instalada disponible para participar en su mercado mayorista nacional en mega watts (MW) determinado por el OS/OM de su país conforme su regulación nacional, para el año calendario en el que se aplica el CC."</p>
Literal b), inciso ii), numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la Norma, eliminar referencia al año calendario: se interpreta que las capacidades pueden ser fijas a lo largo de un año, sin embargo, en la operación se presentan casos que las capacidades varíen por la instalación de nueva generación / demanda y por ende el OS/OM las debe de actualizar.</p> <p>ii. La capacidad de retiro de cada agente: será el valor de demanda máxima en mega watts (MW) determinado por el OS/OM de su país conforme su regulación nacional, para el año calendario en el que se aplica el CC."</p>
Literal c), numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER.	EOR: "Se solicita incluir dentro de la norma el cuadro actualizado que define la clasificación de líneas interconectoras y no interconectoras, y así mismo se solicita

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	actualizarlo siempre que hayan modificaciones al IAR o cambios topológicos de elementos de transmisión que reciben IAR.
Literal d), numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER.	EOR: "Consistencia con la norma, Incluir el Peaje por línea, el cual debe de restarse del IARM con el propósito que el CC abarque el monto de IARM no cubierto por el Peaje.
	$C_{Interconectores} = \frac{\sum_{j=1}^n IARM_{Interconectores_j} - \sum_{j=1}^n R_1(0)_{Interconectores_j}}{\sum_{j=1}^n C_{L_{j12}}}$
	"
Literal d), numeral 9.3.3.1, del Libro III del RMER.	EOR: "Consistencia con la norma, incluir el Peaje por línea, el cual debe de restarse del IARM con el propósito que el CC abarque el monto de IARM no cubierto por el Peaje.
	$C_{Interconectores} = \frac{\sum_{j=1}^n IARM_{Interconectores_j} - \sum_{j=1}^n R_1(0)_{Interconectores_j}}{\sum_{j=1}^n C_{L_{j12}}}$
	"
Numeral 9.3.3.2 del Libro III del RMER.	EOR: "Consistencia con la norma, modificar fórmula: Incluir el Peaje por línea, el cual debe de restarse del IARM con el propósito de compensar un monto menor o igual al IARM no cubierto por el Peaje.
	$C_{CC} = R_1(0)_{CC}$ $R_1(0)_{CC} = \sum_{j=1}^n IARM_{No\ Interconectores_j} - \sum_{j=1}^n R_1(0)_{No\ Interconectores_j}$
	"
Numeral 9.3.3.2 del libro III del RMER.	EOR: "Consistencia con la norma, modificar fórmula: Incluir el Peaje por línea, el cual debe de restarse del IARM con el propósito de no compensar un monto mayor al IARM no cubierto por el Peaje.
	$C_{CC} = \sum_{j=1}^n IARM_{No\ Interconectores_j}$ $R_1(0)_{CC} = \sum_{j=1}^n IARM_{No\ Interconectores_j} - \sum_{j=1}^n R_1(0)_{No\ Interconectores_j}$
	"
Numeral 9.3.5 del Libro III del RMER.	EOR: "Claridad en la norma, hacer referencia a los montos de abono del CARNP y a que la compensación mensual del MER es al Cargo Complementario. El IAR mensual (IARM) de cada instalación perteneciente a la red de transmisión regional, será la división del IAR entre doce (12) menos los Descuentos por

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>Compensaciones por Indisponibilidad (DPI) del mes respectivo. Los fondos para el pago de los IARM provendrán de los Cargos Regionales de Transmisión, los ahorros de <u>CARNP</u> y la Compensación Mensual del MER a los Cargos Complementarios derivada de la CGC."</i>
Numeral 12.1 del Libro III del RMER.	EOR: "Claridad en la norma, hacer referencia a la Compensación Mensual del MER (CMM) a los Cargos Complementarios <i>12.1 Conciliación del Peaje, Cargo Complementario (CC) y de la Compensación Mensual del MER (CMM) para el pago del IARM"</i>
Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	CDMER CONSULTORES: "A la hora de ser consideradas en el cálculo de los Cargos Complementarios de los Tramos no Interconectores, las Compensaciones del MER debieran estar divididas por la suma de las capacidades de inyección o retiro de los agentes en el país correspondiente, según estemos calculando Cargos Complementarios a pagar por generación o por demanda."
Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.	CDMER CONSULTORES: "En la formulación del cálculo de los CC de Tramos No Interconectores e Interconectores, el IARM de cada tramo debiera ser sustituido en la formulación por el Ingreso a Recolectar de tipo '2', tal y como se define en el Comentario No. 1 que se envía (el considerado para el cálculo del CC), correspondiente a este tramo."
Números 9.3.3 y 9.3.4 del Libro III del RMER	CDMER CONSULTORES: "El que los Cargos de Red Regionales, Peajes y Cargos Complementarios, se calculen por país y tipo de agente, en lugar de para cada agente por separado, afecta negativamente a la eficiencia de estos cargos de red. De este modo, no resulta posible enviar, mediante estos cargos, señales de localización a usuarios de red individuales que estos puedan internalizar en sus decisiones de inversión de largo plazo, con el objeto de coordinar el desarrollo de la generación y demanda en la región con el de la red. Sería preferible calcular separadamente los cargos de red a aplicar a cada usuario de la red, o a cada grupo de usuarios con un perfil homogéneo."
Numeral 9.3.3 del Libro III del RMER.	SIGET: "En el numeral 9.3.3 se desarrolla la metodología para determinar el Cargo Complementario (CC), el cual se asocia a la disponibilidad de la RTR, y no al uso efectivo de la red, y que éste debe ser asignado entre los agentes que tienen capacidad de inyectar y retirar. Dicha propuesta difiere respecto a las disposiciones contenidas actualmente en el RMER, no obstante, en el "Informe de Diagnóstico Extraordinario Revisión Integral del RMER – Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional", solamente se hace un análisis cualitativo pero no se verifica o sustenta de forma cuantitativa (no comparan resultados de la aplicación de la metodología vigente en el RMER y de la propuesta por la CRIE), por lo que no se tiene certeza de la consistencia de las modificaciones propuestas para la determinación del CC. Es importante mencionar que la metodología vigente en el RMER para determinar el Peaje y el CC tiene una base conceptual o teórica, al respecto hay múltiples referencias

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>y análisis que se pueden citar, entre ellas está el INFORME FINAL - REGULACIÓN DE LA TRANSMISIÓN Y CALIDAD DE SERVICIO - TAREA 100: REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN DEL MER - SUBTAREA 120: INFORME DE DISEÑO, de marzo de 2005 y las referencias citadas en ese informe.</p> <p>Las metodologías del RMER para el cálculo del Peaje y el CC están basadas en el "uso de la red", siendo por ello la variable "energía" o "flujos de energía" (no potencia instalada o demanda máxima), la variable relevante para el pago por parte de los agentes que inyectan o retiran. En contraste con lo anterior, es importante señalar que no se ha identificado que la metodología propuesta por la CRIE - en la cual el cargo o pago por peaje se determinan en términos de energía y el CC en función de "potencia" -, tenga una base conceptual, ni que ésta se aplique en otro Mercado Eléctrico, por lo cual se solicita a la CRIE suministrar esa información.</p> <p>Por lo anterior, se recomienda una segunda consulta en la que se incluyan: los fundamentos teóricos o conceptuales de la metodología propuesta para el CC, las comparaciones y análisis de la aplicación de las metodologías asociadas al CC (vigente, lo dispuesto en el RMER y la propuesta de esta consulta), lo cual permitiría analizar apropiadamente las modificaciones propuestas por la CRIE.</p> <p>9.3.3 El Cargo Complementario (CC).</p> <p>"(...)</p> <p>Para efectos del cálculo y asignación del CC, se entenderá la disponibilidad de la RTR como la parte que debe ser remunerada, por las inversiones desarrolladas, para su disposición por parte de los agentes que tiene la capacidad de inyectar y retirar en cada en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro.</p> <p>{...}"</p>
<p>Numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: "No obstante la observación anterior, a continuación se ponen de manifiesto problemas puntuales de la propuesta sobre el CC:</p> <p>a. En la letra b) del numeral 9.3.3.1 se especifica qué se debe entender por capacidad de inyección y retiro de cada agente, definiciones necesarias para el cálculo y asignación del CC. En las mismas se ha detectado el uso inadecuado de términos: como, por ejemplo, "generación" en lugar de "potencia" o "capacidad", instalada o disponible, por lo que se recomienda precisar las definiciones.</p> <p>b. Respecto a la definición de Capacidad de Inyección (CapIny) de cada agente, tal como se encuentra redactada deja a la discreción de cada país la manera de interpretarlo: por ejemplo, en el caso de El Salvador existen varios conceptos que podrían corresponder, como Potencia Instalada o Potencia Máxima Neta, Potencia Máxima Disponible o como Capacidad Firme (Inicial, Provisoria o Definitiva). Por lo anterior, en la propuesta no basta con establecer que la CapIny se determinará conforme la regulación nacional, es necesario que se precisen</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>criterios a fin de que ese concepto se aplique homogéneamente en todos los países.</p> <p>c. Sobre la definición de Capacidad de Retiro (CapRet), en el caso de El Salvador, la demanda máxima de cada agente en cada año no se conoce ex ante, por lo que se hace una estimación de la misma, y al igual que con la potencia existen distintos conceptos: retiros totales o demanda máxima reconocida, etc. por lo que se tiene la duda de cuál es el valor apropiado a utilizar. Por lo anterior, no basta con establecer que la CapRet se determinará conforme la regulación nacional, es necesaria precisar dicha definición a efectos de que no se aplique de forma arbitraria o a conveniencia de cada país.</p> <p>d. Se debe garantizar la consistencia dimensional de las formulaciones para la determinación del CC No Interconectores, tanto para agentes que inyectan como para los que retiran, ya que tal como están expresadas éstas son inconsistentes debido a las unidades de sus términos: a un primer término que se encuentra expresado en [\$/MW] se resta un segundo término (0.5 CMM) expresado en [\$/MWh].</p> <p>e. Se observan errores en las unidades especificadas en las definiciones de algunas de las variables. Por ejemplo, el $CC_{p,sk}$ en [\$/MWh] y sus componentes CC No Inter y CC Inter se definen en [\$/MWh] debiendo ser [\$/MW], esto último es fundamental para que exista la debida consistencia en la formulación propuesta. Los errores se muestran subrayados en el texto propuesto por la CRIE.</p> <p>f. Según la propuesta remitida, el pago del IARM, que actualmente se retribuye únicamente a través del CC, se efectuará a través del Peaje y el CC, no obstante en las definiciones y formulaciones del CC se considera el monto total del IARM y no la diferencia entre IARM y lo que se recolecta a través del Peaje. En ese sentido, el CC se debería calcular tomando en cuenta solamente la parte del IARM que no se alcance a recolectar por medio del Peaje u otros componentes regionales. La definición propuesta por la CRIE para el parámetro $IARM_{interconector}$, por el contrario, considera erróneamente su valor completo:</p> <p>"$IARM_{interconector}(R,s)$ Valor de IAR mensual para un tramo "k" y para el mes "s" de la RTR que cuentan con IAR que es Interconector Internacional, menos los descuentos por Compensaciones por Indisponibilidad (CPI) del mes respectivo.</p> <p>Se observa con preocupación que en la manera en que se ha propuesto el cálculo del Cargo Complementario en el documento sometido a consulta, se producirá una duplicación en la recuperación de cierta proporción de los IARM, en perjuicio de las demandas de los países de América Central.</p> <p>Por lo anterior, se recomienda revisar las definiciones correspondientes al IARM de Interconectores y No Interconectores. Asimismo, se sugiere que la CRIE revise de forma integral la propuesta de modificaciones, de forma tal que no haya inconsistencias conceptuales como la antes mencionada.</p> <p>Adicionalmente, por este tipo de inconsistencias no se recomienda que una vez la CRIE haya analizado y ajustado su propuesta, ésta se apruebe, es necesario que</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>los agentes y reguladores nacionales conozcan previamente los cambios realizados a la misma, dado que los ajustes que deberán realizarse, como el mencionado en este literal, no son menores.</p> <p>g. En el numeral 9.3.3.2 asociado al cálculo de la Compensación Mensual del MFR (CMM) por país, está la fórmula de asignación correspondiente, sobre la cual se tienen las siguientes observaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> En la fórmula aparecen sumatorias asociadas al $IVDT_{Asig,t,H}$, parámetro, que de acuerdo con la propuesta se define como: "Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión, conforme lo establecido en el numeral D9.4 del anexo D del Libro III, de la línea "L" para todos los períodos de mercado del mes "s",", lo que significa que el $IVDT_{Asig,t,H}$ es el valor resultante de la sumatoria de los $IVDT$ para la línea "L" para todas las horas del mes "s" que corresponda, definición que no es consistente con lo dispuesto en el numeral D9.4.1 del Anexo D del Libro III propuesto, a partir del cual se deduce que el parámetro $IVDT_{Asig,t,H}$ es un valor horario y no mensual (ver fórmula sombreada); cabe aclarar que ni en este numeral del Anexo D ni en el numeral 9.3.3.2 antes citado, se define el índice H, sin embargo, en el contexto del numeral D9.4.1 se entiende que está asociado a un índice que denota horas o períodos de mercado. <p>"D9.4.1 <u>El $IVDT$ horario calculado a partir del $IVDT$ mensual ($IVDTM$), producto de la asignación de derechos de transmisión, se distribuirá de forma proporcional a los $CVTMER$ para las líneas de transmisión que participan en el flujo de los Derechos de Transmisión, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:</u></p> <p><u>Ecuación de asignación horaria</u></p> $IVDT_{Asig,t,H} = \frac{IVDT_{Asig,t}}{Horas_{mes}}$ <p>Se define $IVDT_{Asig,t,H}$ considerando las horas del mes en las cuales</p> $\sum CVT_L^{MR} > 0$ $IVDT_{Asig,t,H} = (IVDT_{Asig,t}) \cdot \frac{ CVT_L^{MR} }{\sum CVT_L^{MR} }$ <p>si $CVT_L^{MR} > 0.1 \wedge \sum CVT_L^{MR} > 0$</p> <p>$IVDT_{Asig,t,H} = 0$; si $CVT_L^{MR} = 0 \vee \sum CVT_L^{MR} > 0$</p> <p>(Subrayado propio)</p> <ul style="list-style-type: none"> De forma similar a lo antes observado, en las sumatorias asociadas al parámetro $CVTNeto$ por Línea, y de conformidad con la definición propuesta por la CRIE, es un valor mensual para cada línea, no obstante, al revisar los DTER de El Salvador, ese parámetro es horario, lo cual es consistente con lo dispuesto en las letras c) y d) del numeral D9.2.3 del

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP

OBSERVACIONES/ COMENTARIOS

Anexo D del Libro III propuesto. De la lectura de la letra c) se deduce que el CVTNeto por Línea es un valor horario.

"c) CVT asociado a los Derechos de Transmisión:

En el predespacho, en cada hora es conocida la configuración "e" de la red. En consecuencia la asignación de los CVT se realizará con una matriz He correspondiente a la configuración real de la red esa hora."

Por lo antes citado, se recomienda revisar la fórmula propuesta para el cálculo de la CMM para el país "p" en el mes "s", se sugiere incluir sumatorias para cada una de las horas o períodos "H" del mes "s", tanto para el CVTNeto como para el IVDT_{Agente}. Una fórmula a considerar es la siguiente:

$$CMM_{p,s} = CMM_p \times \frac{\sum_{h=1}^H \sum_{l=1}^L CVT_{l,p}^{Neto} - \sum_{l=1}^L \sum_{h=1}^H IVDT_{Agente,l}}{\sum_{h=1}^H \sum_{l=1}^L CVT_{l,p}^{Neto} - \sum_{l=1}^L \sum_{h=1}^H IVDT_{Agente,l}}$$

Dada la expresión anterior, se deben incluir las siguientes definiciones:

ns = Número de períodos del mes "s".

H = Índice correspondiente a los períodos del mes "s".

En consistencia con observaciones antes señaladas de que se elimine de la propuesta todas aquellas disposiciones asociadas al CARN, en la fórmula anterior propuesta para la determinación del CMM_{p,s}, no se han incluido los términos asociados al CARN.

9.3.3.1 Cálculo y Asignación de los Cargos Complementarios (CC) mensual por tramo y por país.

Premisas Generales de cálculo

a) Los CC están asociados al pago por la disponibilidad de las redes regionales, que deberán pagar los agentes no transmisores.

b) Los CC se asignan a los agentes que cuentan con la capacidad de inyección y retiro en cada país miembro, que potencialmente pueden hacer uso de la red de transmisión regional.

Para el cálculo y la asignación del CC se entenderá como capacidad de inyección y retiro de cada agente lo siguiente:

i. La capacidad de inyección de cada agente: será el valor de generación instalada disponible para participar en su mercado mayorista nacional en mega watts (MW) determinado por el OS/OM de su país conforme su regulación nacional, para el año calendario en el que se aplique el CC.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP

OBSERVACIONES/ COMENTARIOS

- ii. La capacidad de retiro de cada agente: será el valor de demanda máxima en mega watts (MW) determinado por el OS/OM de su país conforme su regulación nacional, para el año calendario en el que se aplique el CC.
- c) El CC se calcula haciendo una distinción entre las líneas de interconexión entre países y las líneas que no son de interconexión.
- d) EL CC se deberá calcular y aplicar mensualmente para cada país y se asignará el 50% a la capacidad de inyección y el 50% a la capacidad de retiro, de acuerdo a lo siguiente:

$$CC_{p,s} = CC_{No\ Interconectores}_{p,s} + CC_{Interconectores}_{p,s}$$

$$CC_{p,s} = CC_{No\ Interconectores}_{p,s} + CC_{Interconectores}_{p,s}$$

$$CC_{No\ Interconectores}_{p,s} = \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{IAE_{i,p,s}}{Cap_{AE}_{i,p,s}} - CAP_{p,s} \right) \right]}{\sum_{i=1}^n Cap_{AE}_{i,p,s}} - 0.5CM_{p,s}$$

$$CC_{Interconectores}_{p,s} = \frac{CAID_{p,s} \left(\frac{IAE_{p,s}}{\sum_{i=1}^n Cap_{AE}_{i,p,s}} \right)}{\sum_{i=1}^n Cap_{AE}_{i,p,s}}$$

$$CC_{No\ Interconectores}_{p,s} = \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^n \left(\frac{IAE_{i,p,s}}{Cap_{AE}_{i,p,s}} - CAP_{p,s} \right) \right]}{\sum_{i=1}^n Cap_{AE}_{i,p,s}} - 0.5CM_{p,s}$$

$$CC_{Interconectores}_{p,s} = \frac{CAID_{p,s} \left(\frac{IAE_{p,s}}{\sum_{i=1}^n Cap_{AE}_{i,p,s}} \right)}{\sum_{i=1}^n Cap_{AE}_{i,p,s}}$$

Donde:

$CC_{p,s}$ = Valor del Cargo Complementario –CC– en US\$/MW asociado a la capacidad de inyección del agente "a", para cada país "b", para el mes "s" correspondiente.

$CC_{p,s}$ = Valor del Cargo Complementario –CC– en US\$/MW asociado a la capacidad de retiro del agente "a" para cada país "b", para el mes "s" correspondiente.

$CC_{No\ Interconectores}_{p,s}$ La carga de CC en US\$/MW para los tramos de la RTE que cuentan con IAE que no son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de inyección, para un país "b" para el mes "s".

$CC_{Interconectores}_{p,s}$ La carga de CC en US\$/MW para los tramos de la RTE que cuentan con IAE que son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de inyección para todos los países "p" para el mes "s".

$CC_{No\ Interconectores}_{p,s}$ Valor del CC en US\$/MW para los tramos de la RTE que cuentan con IAE que no son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de retiro para un país "p" para el mes "s".

$CC_{Interconectores}_{p,s}$ Valor del CC en US\$/MW para los tramos de la RTE que cuentan con IAE que son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de retiro para todos los países "p" para el mes "s".

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><u>$IARM_{No\ Interconectores, p, s}$</u> = Valor de IAR mensual para un tramo "i" de la RTR que cuentan con IAR que no es interconector internacional para un país "p" y para el mes "s", menos los descuentos por Compensaciones por Disponibilidad (DPI) del mes respectivo. En el valor de IAR están incluidos los tributos o impuestos aplicables ocasionados en ese país p, cuando la CRIE los apruebe.</p> <p><u>$IARM_{Interconectores, p, s}$</u> = Valor de IAR mensual para un tramo "k" y para el mes "s" de la RTR que cuentan con IAR que es interconector internacional, menos los descuentos por Compensaciones por Disponibilidad (DPI) del mes respectivo.</p> <p><u>$Cap\ Iny_{p, s, ar}$</u> Capacidad de inyección de cada agente "ar" del país "p" para el mes "s", conforme lo establecido en el literal b) del presente numeral.</p> <p><u>$Cap\ Ret_{p, s, ar}$</u> Capacidad de retiro de cada agente "ar" del país "p" para el mes "s", conforme lo establecido en el literal b) del presente numeral.</p> <p>9.3.3.2 Cálculo de la $CMM_{p, s}$</p> <p>{...}</p> $CMM_{p, s} = CMM_s * \left[\frac{\sum_{L=1}^{L_{max}} CVT_i^{NETO} + \sum_{L=1}^{L_{max}} IVDT_{Astij_{L, H}}}{\sum_{L=1}^{L_{max}} CVT_i^{NETO} + \sum_{L=1}^{L_{max}} IVDT_{Astij_{L, H}}} \right]$ <p style="text-align: center;">- $CAR_{V_RES_{p, s}}$ - $CARN_NO_RES_{p, s}$</p> <p>CVT_i^{NETO} = Cargo Variable de Transmisión Neto después de descontar los pagos a los DT, conforme lo establecido en el numeral 09.2 del anexo D del Libro III, de la línea "L" para todos los periodos de mercado del mes "s"</p> <p>$IVDT_{Astij_{L, H}}$ = Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión, conforme lo establecido en el numeral 09.4 del anexo D del Libro III, de la línea "L" para todos los periodos de mercado del mes "s".</p> <p>{...}</p>
Numeral 9.3 del Libro III del RMER.	CNEE: "Los Cargos Regionales se deben aplicar únicamente sobre las instalaciones de la RTR, y no utilizar instalaciones estrictamente nacionales. Asimismo, se debe evitar una doble remuneración de una misma instalación por parte la Regulación Regional o cargos adicionales a los ya establecidos en la Regulación Regional."
Numeral 6.2.1.1 del Informe de Diagnóstico de la Consulta Pública 06-2019.	CNEE: "Se recomienda evaluar el criterio de distribución del Cargo Complementario. En la sección 6.2.1.1 del Informe de Diagnóstico que acompaña la presente Consulta Pública, se evalúan 4 criterios para distribuir el Cargo Complementario, no obstante, el contenido en la propuesta metodológica (numeral 6.2.1.1.4 del informe) mantiene la

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>misma desventaja y ventajas que el criterio actual, con la única diferencia que el criterio de distribución otorga una participación del 50% a la generación instalada disponible y 50 % a la demanda máxima. No se observa una mejora sustancial que respalde el nuevo criterio de distribución. Se podría considerar el criterio por kilómetros instalados en el país tomando en cuenta que existen flujos nacionales que hacen uso de las líneas regionales y por tanto las áreas de control correspondientes se ven beneficiadas por su disponibilidad.”</i></p>

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LOS CARGOS COMPLEMENTARIOS

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación.

3.2 CARGOS POR PEAJE

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Numeral 9.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>COMERCIALIZADORA ORAZUL – GUATEMEL – ASCEE – ELECTRONOVA – GGUEEG – RENACE – SAN DIEGO: <i>“Se está activando un peaje que según CRIE se pagaría por el uso de la Red de Transmisión Regional -RTR- por parte de los agentes que inyectan y retiran energía en los países miembros. Este peaje sería un costo adicional a las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional -MER-; y, en los mercados nacionales, que lejos de incentivar el incremento de las transacciones regionales, se constituye en una barrera transaccional por el sobre costo adicional que representa. En los mercados nacionales este nuevo peaje regional, estaría encareciendo el valor de la energía de forma innecesaria. Consideramos que no es congruente que este peaje sea cobrado a agentes que no hacen transacciones en el MER, tal como lo está proponiendo la CRIE. En el caso de los agentes que hacen transacciones en el MER, los expondría a un riesgo adicional que minimizaría las oportunidades transaccionales.</i></p>



[Handwritten signature]
241

[Handwritten initials]

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS
	<p>2) La metodología para la asignación del peaje que propone la CRIE, se basa en dos modelos matemáticos que para su correcta implementación requiere de información que actualmente no está a la disposición de los agentes de los países miembros del MER; y, por lo tanto, no es posible su reproducción ni la verificación de los resultados. Dicha práctica quita la certeza y confianza que se necesita para promover una mayor participación de los agentes en el MER y los mercados nacionales. Así mismo, el EOR podría tener dificultad en la obtención de la información necesaria para aplicar correctamente estas metodologías de cálculo debido a que, entre otras cosas, la RTR que actualmente se conforma según la regulación vigente y el alcance plasmado en el Tratado Marco, sería muy limitada para la obtención de resultados confiables."</p>
<p>Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>INDUSTRIA ENERGIA ASOCIADA – JAGUAR – ORAZUL GUATEMALA – Douglas Díaz – Héctor Marroquín: "El pago de Peaje debe ser realizado por los Agentes Consumidores, que realizan retiros de la RTR. Cualquier cargo asignado a un Agente Generador, éste lo trasladará a la demanda: pass through, por lo que la demanda pagará la totalidad del Peaje. De acuerdo a la propuesta del 9.3.4, adecuar el contenido a dicho numeral y proponer a Consulta Pública la nueva redacción."</p>
<p>Numeral 9.3.4.7 del Libro III del RMER</p>	<p>ENEL FORTUNA – ENEL GUATEMALA: "La activación del cargo por peaje asignado a agentes generadores representaría un nuevo egreso que no estuvo considerado cuando se realizó la inversión. Señal negativa sobre la estabilidad regulatoria de la región. Puede afectar inversiones futuras. Recomendamos a la CRIE mantenga las definiciones actuales relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión"</p>
<p>Glosario del Libro I, del RMER.</p>	<p>ACI – INGENIO LA UNIÓN – INGENIO SANTA ANA: "La propuesta de modificación normativa que ahora nos ocupa, asigna cargos a agentes que no participan en las transacciones internacionales, es decir que son pasivos en el mercado regional, los cuales son incompatibles con el modelo de mercado guatemalteco, lo cual puede generar nuevamente insolvencias para la remuneración de la transmisión regional, como hasta ahora ha ocurrido.</p> <p>La asignación de cargos de remuneración de la RTR a agentes que, de acuerdo con la regulación nacional de Guatemala, tienen capacidad instalada pero que no reciben remuneración por operaciones en el mercado de electricidad, no tiene ningún sentido ni base jurídica y, es muy probable, que resulte en insolvencia para cubrir el cargo adicional por un "potencial" uso de la red de transmisión regional."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	HIDRO CAISAN: "En la propuesta sujeta a Consulta, se sugiere implementar un cargo por peaje (que actualmente es \$0.00), el cual será pagado por todos los agentes del mercado que inyecten o retiren energía del Mercado nacional, con excepción de las empresas de transmisión de cada uno de los países que integran la CRIE. El resultado de estos cambios propuestos es que en el caso particular de la República de Panamá, seguirá pagando 1 millón de dólares mensuales, que actualmente se paga en concepto de cargo complementario, pero ahora el mismo dividido en dos tramos y en vez de pagarlos las empresas de distribución (quien la traslada a l cliente final en su facturación mensual), ahora se incluye en este pago a las empresas de generación, quienes lo podrán recuperar en un proceso más diferido, lo cual crea un gasto adicional a este agente de mercado."
Numeral 9.3 del Libro III del RMER.	HIDRO CAISAN: "Hay que tomar en cuenta que el objetivo de la interconexión regional es poder entregar excedentes de energía a los mercados nacionales de la región que no puedan satisfacer su demanda, así como los grandes clientes que puedan obtener en la región mejores precios, de los que puede obtener en su mercado nacional. En consecuencia el único beneficiario de la interconexión regional, en todo caso, es el cliente final o gran cliente, por ello, éstos, son los que deben pagar cualquier cargo que tenga que ver con estos nuevos cargos."
Numeral 9.3 del Libro III del RMER.	HIDRO CAISAN: El imponer cargos adicionales a los existentes, restringirán la oferta de energía en el mercado regional, ya que los generadores se les incrementa el costo de exportación de energía.
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	ALTERNATIVA DE ENERGÍA RENOVABLE: "Se valora un nuevo cargo a las transacciones del mercado regional cuando en muchos casos la oportunidad es bien limitada. Esto generará un desincentivo a las transacciones."
Numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER	LA DEFENSORÍA DEL CONSUMIDOR DE EL SALVADOR: "Con el objetivo de reducir incertidumbre y evitar cargos y costos adicionales, se solicita precisar que los valores de energía serán determinados por agente y no por área de control, es decir, eliminando lo correspondiente a las exportaciones e importaciones (Balance energético por área de control)."
Numeral 12.4 DEL Libro III del RMER.	LA DEFENSORÍA DEL CONSUMIDOR DE EL SALVADOR: "A efectos de establecer reglas claras y evitar ambigüedades, en la redacción propuesta no se establece quien estimará el valor mínimo de la garantía de pago correspondiente a los Cargos Regionales de Transmisión, Peaje y CC. Asimismo, se debe explicitar la metodología del monto de la garantía de pago a establecer por agente."
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER	AES PANAMÁ: "Debe aclararse que el peaje solo será aplicable por todos los agentes que hacen transacciones regionales programadas, ya sea a través de transacciones de inyección o retiro, de lo contrario se desvirtúa el concepto de Peaje por Uso de Transmisión Regional (" Línea SIÉPAC"). En vista que ya existe un cargo por uso programado (CVT) este cargo debe eliminarse, no debe existir un cargo generalizado independiente al Uso."

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER	<p>CEL: "El literal c) del numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER establece que la energía inyectada y retirada de cada agente será calculada considerando el balance energético por área de control, de la energía inyectada y retirada que debe realizarse para validar la energía por país que se remitirá para el Peaje, lo cual no es correcto ya que los valores de energía serán determinados por agente y no por área de control."</p>
Numeral 12.4 del Libro III del RMER	<p>CEL: "En el numeral 12.4 del Libro III propuesto no establece la entidad que determinará el monto de las garantías de pago, correspondiente a los Cargos Regionales de Transmisión: CVT, Peaje y CC, ni la metodología que se utilizará para la estimación de las mismas, por lo que se solicita agregar que será el EOR la entidad que lo establecerá, y que la CRIE le indique al EOR cuál será la metodología para determinar el monto de la garantía de pago a establecer "por agente" en concepto de CVT."</p>
Numeral F1.10, del Anexo F del Libro III del RMER.	<p>CEL: "La variable R2(tu), no tiene ninguna definición alguna."</p>
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	<p>AMM: "Los procedimientos teóricos que se proponen para determinar los cargos por peaje, no contribuyen a dar predictibilidad y estabilidad a los precios que deban pagarse por el uso de la transmisión regional, sino que agrega riesgos de costo a las transacciones regionales lo que se traducirá en un costo adicional. El cargo por peaje es un cargo que hoy no se aplica, por lo que al existir, se incrementará el costo de las transacciones regionales. Esto no contribuye al desarrollo del MER.</p> <p>La aplicación de un cargo por peaje desincentiva las transacciones regionales, lo cual va en contra del objeto del Tratado Marco, establecido en su Artículo 1 y de los Fines del Tratado establecidos en los literales b y c de su Artículo 2. Asimismo, con la complejidad que se agrega para la determinación del peaje, se atenta contra lo estipulado en la literal f del Artículo 2 ya citado. El Tratado Marco tiene por fin incentivar la participación privada en el sector eléctrico y establecer condiciones para su crecimiento. Una disposición como la propuesta, desincentiva dicho propósito"</p>
Numeral E1.6 del Anexo E del Libro III del RMER.	<p>AMM: "El cálculo de peaje debiera circunscribirse a la RTR.</p> <p>El Tratado Marco en su Artículo 12, modificado por el Segundo Protocolo, define la Red de Transmisión Regional. Por tanto, se debe corregir el párrafo para que se refiera a la RTR. Según el Tratado Marco la RTR no está integrada por todo el sistema nacionales si no lo que corresponde al aplicar la metodología descrita en el anexo A del Libro III del RMER.</p> <p>"...el EOR utilizando un flujo de carga de corriente directa que represente al menos la red regional completa RTR"</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Segundo párrafo del numeral 9.3.4.7 del Libro III del RMER.	<p>CUESTAMORAS: "Consideramos contraproducente asignar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Cargos regionales por peaje por las inyecciones. 2) Cargos regional para la demanda en concepto de peaje por uso de la RTR. 3) Cargos a las transacciones regionales de inyección y de retiro del MER. <p>Cómo se menciona en el comentario anterior, esta modificación no incentivará inversión en nuevos activos de generación en la región, se producirá un incremento del costo transaccional para la energía que pudiera transarse en el MER, y sugiere que Agentes que no realizan transacciones en el MER también deban soportar cargos que no les corresponden.</p> <p>Concluimos que los cambios propuestos por CRIE al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional en la Consulta Pública 06-2019 contravienen la siguiente estructura de Ley nacional y Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central:"</p>
Numeral 12.1.1.1 del Libro III del RMER.	<p>CUESTAMORAS: "La propuesta sugiere un cobro de peaje por lo menos 2 meses posteriores al mes de suministro. Esta metodología traerá consecuencias tributarias negativas para los Agentes, pues la Administración Tributaria de cada jurisdicción podría cuestionar las razones de dicha facturación 2 meses después de prestado el servicio de transmisión, pudiendo generar ajustes tributarios según la legislación de cada jurisdicción.</p> <p>:"</p>
Numeral 12.4 del Libro III del RMER.	<p>CUESTAMORAS: "El numeral de la propuesta resulta ambiguo y riesgoso para los Agentes del Mercado. No se establece el momento en que la Garantía de Pago será calculada, ni la metodología de cálculo de ésta. Tampoco establece la posibilidad de que el monto de la Garantía pueda reducirse por un cambio en el mercado o en las transacciones del Agente, ni el plazo de vigencia de la misma.</p> <p>Concluimos que los cambios propuestos por CRIE al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional en la Consulta Pública 06-2019 contravienen la siguiente estructura de Ley nacional y Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central</p> <p>Por otro lado, sugiere que los Agentes de Mercado que no tengan transacciones en el MER también deben de constituir la Garantía de Pago, pues según la propuesta el Peaje y el CC son cargos que deberán absorber todos los Agentes de los Mercados, sin importar su participación o no en el MER."</p>
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	<p>CND ETESA: "Se señala que el peaje se calcula con inyecciones y retiros programados. Sin embargo también se señala que se solicita información de inyecciones y retiros reales a los OS/OM pareciera una contradicción. Otro punto que hay que tomar en cuenta es cómo se va a discriminar cuando un generador es despachado para suplir una transacción de otro generador."</p>
Numeral 12.1.1.2 del Libro III del RMER.	<p>CND ETESA: "Los generadores van a pagar parte de los CC, cuando se señala que la capacidad de inyección de cada agente es el valor de generación instalada disponible, no queda claro si es la capacidad instalada o la disponibilidad para el el mes correspondiente de ese generador. También hay que considerar que el tema de los CC</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>hay un desfase entre el mes de operación y el mes de aplicación del CC estos puede traer confusión a la hora de determinar que capacidad hay que utilizar. Para el caso de la capacidad de retiro de cada agente, consideramos que debe quedar establecido claramente que es el valor de demanda máxima medido y no estimado."</p>
<p>Numeral 12.1.2.3 del Libro III del RMER.</p>	<p>CND ETESA: "EL IAR para los agentes transmisores que no son la EPR, ¿cómo y dónde se obtiene?"</p>
<p>Numeral 12.4 del Libro III</p>	<p>CND ETESA: "No se detalla como se obtiene el monto mínimo de las garantías. Deben incluirse por lo menos los criterios."</p>
<p>Numeral 12.6 del Libro III del RMER.</p>	<p>CND ETESA: "Se debe establecer el método de verificación para evitar la duplicidad del pago de la remuneración de la transmisión y considerar también el desfase en el tiempo entre los pagos nacionales y los pagos regionales."</p>
<p>Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "Asignar Peaje a los generadores de conformidad con su generación total implica que agentes generadores de los países, sin importar que estén o no habilitados en el MER para hacer transacciones, podrán resultar deudores sin tener garantía de pago, poniendo a la EPR y el MER en riesgo de mora, sin que se perciba el beneficio en esta asignación. Considerando que los 6 mercados eléctricos nacionales están basado en costo de generación (no precio) este cargo será trasladado a la demanda, y por tanto, solo se habrá generado un riesgo en el mercado y un problema fiscal adicional a la EPR, al generar facturas que no tienen garantía de pago y que irán gravadas con impuestos a las ventas o de valor agregado que EPR si debe entregar al fisco. si bien el artículo 14 del Tratado establece que la remuneración por disponibilidad y uso de las redes regionales era cubierta por los agentes del mercado, no dice que deben hacerlo de forma directa todos ellos, sino que mas bien faculta a la CRIE a establecer una metodología."</p>
<p>Numeral 12.1.1.2 del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "Siendo que la capacidad de inyección y retiro está asociada al cálculo del cargo complementario como correctamente se ha referenciado el numeral 9.3.3.1, la parte final del texto que hace referencia al peaje parece estar incorrecta.</p> <p>Por otra parte, si la información es mensual se refuerza nuestro comentario # 46, ya que la premisa b) ii) del numeral 9.3.3.1 establece que es un valor anual. Finalmente, siendo que la capacidad instalada de una planta es fija (salvo que hayan adiciones o retiros, lo que no ocurre mes a mes) se debe revisar cuál es la verdadera intención de esta premisa, sobre todo para el caso de la demanda máxima de un agente que retira energía del mercado.</p> <p>Para el cumplimiento de la entrega de los valores de la capacidad de inyectar y retirar establecidas en el literal b) del numeral 9.3.3.1 de este Libro, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a más tardar el último día del mes siguiente al mes de aplicación del Cargo Complementario."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES COMENTARIOS
<p>Numeral 12.2 del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "El numeral 12.2.3. del texto en consulta establece que el peaje CC y los montos de la CUM constan en los fondos del LARM de cada instalación de la RTR. Siendo que los fondos de la CUM no se puede identificar que transacción y agentes dieron origen a ellos, no es posible para EPR generar la factura correspondiente provocando un riesgo fiscal que se ha señalado a CRIE en otras oportunidades, por lo que es necesario que se establezca que será facturado contra el EOR y se agregaran los tributos que conforme a la legislación de cada país que procedan.</p> <p>Agregar un párrafo al texto del 12.2 que diga así: "Los fondos necesarios para el pago del LARM que no sea posible identificar la transacción del mercado y los agentes que dan origen a ellos, serán facturados por el Agente Transmisor al EOR incorporando los tributos correspondientes según la legislación de cada país. Estos tributos serán verificados por la CRIE y recaudados dentro del Ingreso Autorizado Regional, el que se pagará directamente por instalaciones de la RTR."</p>
<p>Literal c incisos i y ii del numeral 9.3.4. del Libro III del RMER.</p>	<p>ICE: "No queda claro en esta redacción por qué se indica "inyección de cada agente" si lo asocian al total de la energía mensual generada en cada país miembro, además, tomando en cuenta el neto de las exportaciones y las importaciones. La misma confusión causa lo indicado para la definición de "retiro de cada agente". Se recomienda modificar estos apartados y a que para la asignación del peaje se utilizan los valores programados, por lo que se considera pertinente utilizar para la asignación de los agentes, también el valor programado y no los valores reales los cuales ocasionan una distribución de flujos por las líneas de transmisión. Por esta razón, se considera que una mezcla de lo programado y real ocasionarían una distorsión en la asignación del cargo por peaje para los agentes. Adicionalmente, se recomienda que tanto para la inyección y para el retiro de cada agente se considere la dirección del flujo para las importaciones y las exportaciones."</p>
<p>Literal a del numeral 9.3.4.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>ICE: "En el apartado 9.3.4.4 se menciona el término de Ingreso a Recolectar para cada elemento de la RTR. Sin embargo, la propuesta 13 del A2 eliminó la forma de cálculo establecida en el numeral 9.3.2 del RMER. Se recomienda establecer una metodología que designe qué proporción del LAR será recolectado a través del peaje. Al no establecerse en la propuesta una forma de cálculo para el Ingreso a Recolectar, no queda claro qué monto del LAR será compensado por el Cargo por Peaje.</p> <p>9.3.2 a) El Ingreso a Recolectar para cada instalación y para cada semestre se calcula como el Ingreso Autorizado Regional (IAR) dividido entre dos, más el saldo de la Subcuenta de Compensación de Falta de la instalación (SCF), menos el saldo de la Subcuenta de Compensación de Excedentes de la instalación (SCE), menos los ingresos netos semestrales estimados por Cargos Variables de Transmisión (CVT) y menos los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT)."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
: Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	ARESEP: "La definición de los usos de la RTR está más clara en la introducción a esta sección, por lo que se podría utilizar para ampliar la definición dada en el RMER, y la cual la limita a uso por intercambios regionales."
Numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER.	ARESEP: "En algunas partes de la redacción pareciera entenderse que todas las inyecciones y todos los retiros en los mercados nacionales se cargarán con peaje, pero en otras solamente aquellos que afecten un elemento de la RTR. Por lo que no es claro el documento en su totalidad cuáles inyecciones o retiros pagarán las remuneraciones a la transmisión regional, ver apartados 9.3.4.2 y 9.3.4.4. Debería considerarse solamente los que afecten la RTR y eso ser consistente en todas modificaciones planteadas".
Numeral 9.3.4.4 del Libro III del RMER.	ARESEP: "a. La nomenclatura COP no se encuentra en la sección de Nomenclatura del Libro I. b. En la sección de nomenclaturas MFD significa "Método del Flujo Dominante", aquí se llama Metodología de Flujo Dominante, se deben estandarizar los nombres en todo el documento o se utiliza Método o Metodología."
Anexo "E" del Libro III del RMER.	ARESEP: "1. En el concepto de transacciones globales balanceadas no es claro si se refiere solamente a la igual de las inyecciones y retiros a la RTR o si se refiere a todas las transacciones de cada país. Como el uso es para determinar las asignaciones de los cargos de transmisión, se recomienda aclarar que es a la RTR. 2. En el numeral E1.5 no se definen los subíndices de las variables, por lo que no se entiende que j o i de cada transacción global "u". 3. Respecto al numeral E1.7 no es claro si se refiere al uso eléctrico programado para cada elemento de la red al cual se le asociará un costo. 4. Respecto al numeral E1.11 se observa que en los numerales anteriores se habla del costo asociado al uso de los componentes de la red, no obstante en la fórmula se habla de "Ingreso a recolectar de la línea", se debe aclarar si para este caso son sinónimos sino incluir el detalle de qué se entiende por Ingreso a recolectar de la línea. Se insiste en que el documento debe mantener una consistencia en los términos utilizados para que no haya margen de interpretaciones erróneas en su aplicación (esto aplica para todo el documento)."
Numeral F1.5 al F1.11 del Libro III del RMER.	ARESEP: "Respecto al numeral F1.5 al F1.11 utilizan símbolos en las ecuaciones diferentes a todo el documento, además no son claras en cuanto a qué factores se dividen, se recomienda ser consistente con la simbología matemática (por ejemplo en el resto del documento utilizan "*" para multiplicar, y en esta sección "." y "x") y el uso de parentesis o el editor de ecuaciones de Word para mantener esa consistencia y delimitar bien las divisiones establecidas. Se deben revisar todas las ecuaciones. Hay varias sumatorias sin definir el rango por ejemplo en el numeral F1.10, F1.11, variables sin definir por ejemplo R2(1,U) Además, al subíndice "u" se le han dado varias definiciones entre el anexo anterior y este: "transacción global MER", "transacción global" "transacción programada", "Transacción MER", se insiste en mantener la consistencia de los términos y definiciones."

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Definiciones del Glosario del Libro I del RMER	<p>CND ETESA: "Incluir los redespachos en esta definición. Los redespachos se pueden dar y afectan las transacciones por el cambio de precios.</p> <p>"Transacción Global MER El conjunto de inyecciones y retiros programados en los nodos de la RTR, determinados por el EOR en el predespacho y/o redespacho regional para cada periodo de mercado y que es utilizado para el cálculo de los cargos por Peaje"</p>
Definiciones del Glosario del Libro I del RMER	<p>CND ETESA: "Mejorar la redacción de la definición de peaje para dar mayor claridad</p> <p>"Peaje</p> <p>Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR, asociado al uso de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes <u>de cada país miembro que inyectan y retiran en cada mercado eléctrico nacional.</u>"</p>
Definiciones del Libro I del RMER,	<p>EPR: "por claridad se debe especificar que la inyección y retiro se refiere a la energía eléctrica.</p> <p>"Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR, asociado al uso de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto Transmisores, que inyectan y retiran energía eléctrica en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro."</p>
Numeral 9.3 del Libro III del RMER,	<p>HIDROXACBAJ.: "El peaje a asignar para los Contratos de Largo Plazo no está definido en ninguna parte del RMER, sin embargo las transacciones de largo plazo deben incentivarse para garantizar el suministro de energía eléctrica a los países. 1) La remuneración de la transmisión debe contemplar la recuperación del capital invertido en los activos de la RTR y el costo de Operación y Mantenimiento de dicha red, siendo necesario para ello, que se defina adecuada y detalladamente, la forma del establecimiento del valor de los activos y la forma en que se recuperará, ya sea a través de la figura de un peaje o canon por uso o la disponibilidad de la RTR.</p> <p>2) El mecanismo de largo plazo puede ser considerado también para brindar la señal de inversión para el refuerzo de la transmisión regional, asignando a contratos de largo plazo de generación Derechos de Transmisión de la transmisión futura a construir que soporte dicha generación. Para ello se podrán coordinar los procesos de libre competencia con los procesos de desarrollo y ampliación de la transmisión. Inicialmente entre los conectores nacionales. 3) Los Agentes Transportistas Regionales deben ser participantes pasivos, y por tanto, no deben ser sujetos del pago de costos derivados de las transacciones comerciales en el MER, ni recibir ingresos adicionales o los costos de inversión, y Operación y Mantenimiento.</p> <p>4) Desarrollar un mecanismo para que los contratos de largo plazo tengan aparejados los Derechos de Transmisión por el plazo de dicho contrato. Lo anterior podría realizarse a través de un mecanismo regulado de acuerdo a las capacidades de las líneas de interconexión entre los países prioritariamente.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Razones de Derecho:</i> La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó el Plan Estratégico Institucional 2017-2021, dentro del cual se plantea el el Objetivo Estratégico No. 2 como "Impulsar el marco normativo para el desarrollo de contratos regionales de largo plazo en el MER..."</p> <p>El peaje deberá ser un % del IAR -de acuerdo a la metodología vigente- relacionado al reconocimiento de la inversión de una empresa eficiente y % de la capacidad que se solicita.</p> <p><i>Propuesta:</i> $\text{Peaje} = \frac{\text{Capacidad} \times \text{Factor Ajuste}}{\text{Capacidad}}$</p> <p><i>En donde:</i></p> <p>El Factor Ajuste sea tal que este sea de una red eficiente para una cuantía similar a los peajes nacionales (la media entre los peajes nacionales que realizan la transacción)"</p> <p><i>Propuestas:</i> Peaje: El cargo por Peaje se calcula en función del uso programado de las instalaciones de la RTR.</p> <p>9.3.4.1 Los Agentes que inyectan de cada País "p", deberán pagar mensualmente el Peaje igual a la tarifa PEAJE_Gp por cada MWh de generación correspondiente al mes para el cual este cargo está vigente. La tarifa PEAJE_Gp es calculada con forme lo establecido en el anexo F del presente libro</p> <p>Cargo Complementario Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR, asociado a la disponibilidad de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto Transmisores que tienen la capacidad de inyectar y retirar en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro, y es la parte del IAR que no se recolecta a través del Peaje, CVT e IVDT.</p> <p>Los Contratos de Largo Plazo participarán en la metodología de liquidación mensual, sin embargo por tener asignado un cargo fijo mensual al monto total de la liquidación se le descontará dicho monto correspondiente al pago por peaje y el Agente o Agentes responsables de dicho pago, no participarán en el pago de Cargo Complementario2"</p>
Glosario y Nomenclaturas del Libro I. del RMER.	ARESEP: "Existe una contradicción en entre la definición de RTR (Glosario, página 32) y las modificaciones que se incluyen a los conceptos de "Transacción Global del

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Mercado Nacional" y "Peaje", por un lado la Red de Transmisión Regional se define como "El conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional." (lo subrayado no es del original); mientras que en las dos modificaciones propuestas indican que sobre sobre todas las transacciones (inyecciones y retiros) en los mercados nacionales se calculará y pagarán Peaje Regional.</i></p> <p><i>El concepto de "Carga Complementario" nuevo incluye el cobro de este cargo a todos los agentes que tienen capacidad de inyectar o retirar, o sea, no a los que inyectan y retiran sino a lo que podrían hacerlo.</i></p> <p><i>De las nomenclaturas incluidas solamente el IAR y el VEI se encuentran en el Glosario, los demás no se encuentran, se recomienda incluir porque son conceptos nuevos en su mayoría de la remuneración de la trasmisión."</i></p>
<p>Numeral 9.3.3.1, literal d) del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Numeral 9.3.3.1, literal d) del Libro III del RMER, página 68/144 de la propuesta. Donde: ...</p> <p><u>Valor del Peaje mensual para un tramo "j" de la RTR que cuenta con IAR que no es interconector internacional para un país "p" y para el mes "s".</u></p> <p><u>Valor del Peaje mensual para un tramo "k" y para el mes "s" de la RTR que cuentan con IAR que es interconector internacional."</u></p>
<p>Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Claridad en la norma, en la definición de Peaje se debe hacer referencia al IARM que es mensual y considera los Descuentos por Disponibilidad (DPI) y no debe hacer referencia al IAR que es anual.</p> <p><i>Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR IARM, asociado al uso de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto Transmisores, que inyectan y retiran en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro."</i></p>
<p>Numeral 9.3.4.1, literal c), inciso i) del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: "Consistencia en la norma, la generación neta se calcula en base a las demanda nacional mas exportaciones menos importaciones.</p> <p><i>"...esta energía debe corresponder con la energía generada demandada más la energía de las exportaciones menos las importaciones realizadas en el periodo..."</i></p>
<p>Numeral 9.3.4.4, literal a) del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "a) Especificar que el cálculo del Ingreso a Recolectar (IR) es por elemento de transmisión.</p> <p>b) Mejorar redacción, sustituir "trasnferencias" por "transferencias".</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>c) El término COP no está definido en el RMER; se recomienda que se incluya en la sección Nomenclatura.</i></p> <p><i>Se sugiere a la CRIE no usar el mismo nombre de "Capacidad Operativa de Transmisión" para diferentes conceptos (MCTP, COTDT, COT y COP) ya que provoca confusiones. Por tanto se sugiere plasmar en el documento la definición de cada sigla y utilizarlas en el texto y no utilizar indistintamente el término "Capacidad Operativa de Transmisión".</i></p> <p><i>Además, se solicita a CRIE responder las siguientes consultas: 1) Se le solicita a la CRIE confirmar si ¿Las COP para los interconectores se refiere a las MCTP entre áreas de control resultantes del estudio periódico que realiza el EOR? en todo caso definir específicamente a qué estudios se refiere. 2) En los estudios realizados por el EOR, las MCTP entre áreas de control adyacentes resulta para cada escenario de demanda máxima, media y mínima, entonces se le solicita a la CRIE aclarar ¿cuál MCTP se usará como "Capacidad Operativa de Transmisión" para el cálculo del Peaje de los interconectores, será la MCTP entre áreas de control adyacentes resultante en el escenario de demanda máxima, media o mínima y la dirección a seleccionar Norte-Sur o Sur-Norte?, 3) Así mismo, las MCTP son valores únicos entre áreas de control que no discriminan entre el número de interconectores existentes entre éstas, entonces qué valor se utilizará para cada interconector? ; 4) Se le solicita a la CRIE confirmar si ¿Las COP para las instalaciones de la RTR que NO son interconectores, será el límite térmico continuo contenido en el RATE A para cada línea de transmisión en el programa de simulaciones eléctricas PSS/E?</i></p> <p><i>a) Cálculo del Peaje para cada elemento de la RTR. El Peaje será igual al Ingreso a Recolectar por elemento de transmisión multiplicado por la relación entre el flujo neto en el elemento y su Capacidad Operativa de Transmisión (COP). Para las instalaciones de la RTR que son parte de los interconectores que unen a dos áreas de control, la COP a utilizarse para el cálculo del peaje, será igual al valor correspondiente a la COP que el EOR fije en los estudios correspondientes, para las instalaciones de la RTR que no son parte de los interconectores, la COP a utilizarse, para el cálculo del peaje, será el valor del límite térmico continuo de dicha instalación utilizado en los estudios de máximas transferencias de potencia entre áreas de control."</i></p>
<p>Numeral 9.3.4.6 del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Hacer énfasis en los medios habilitados por el EOR.</p> <p>9.3.4.6 Cada OS/OM remitirá al EOR, a más tardar el último día del mes siguiente al mes de aplicación de los cargos por Peaje en los medios habilitados por el EOR, el total de la energía inyectada y retirada por cada agente correspondiente al mes de aplicación</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>del Peaje, conforme el literal c) del numeral 9.3.4.1 de este apartado, expresada en MWh."</i>
Numeral 12.1.1 del Libro III del RMER	EOR: "Claridad en la norma, hacer referencia a "la energía de inyección"
Numeral 12.1.1.1 del Libro III del RMER	<i>12.1.1 Remisión de Información de la Energía de Retiro y de Inyección"</i> EOR: "Contradicción con lo establecido en numeral 2.4.3.6 del Libro II del RMER (Adicionado al RMER a través de Resolución CRIE-06-2017)
Numeral 12.1.1.2 del Libro III del RMER	<i>Cada OS/OM remitirá mensualmente al EOR, en el plazo establecido por la Regulación Regimul, la energía real demandada u consumida por sus agentes del mes anterior, sea esta energía proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER, en el formato aprobado por el EOR, para la conciliación del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional que remuneran la línea SIEMPA."</i> EOR: "Claridad en la norma, eliminar la referencia al "Peaje", la capacidad de inyección y retiro es insufo para el cálculo del Cargo Complementario (CC) y no para el Peaje.
Anexo E del Libro III del RMER	<i>Para el cumplimiento de la entrega de los valores de la capacidad de inyectar y retirar establecidas en el literal h) del numeral 9.3.3.1 de este Libro, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a más tardar el último día del mes siguiente al mes de aplicación del Peaje Cargo Complementario."</i> EOR: "Una vez sea aprobada la resolución se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recursos necesarios para las siguientes tareas: - Preparación de los TDR. - Análisis - Desarrollo Informático. - Pruebas, validación y certificación del módulo. - Puesta en Producción."
E1.5, inciso ii) del Anexo E del Libro III del RMER	EOR: Claridad en la norma, omitir referencia a monto, puede asociarse a dinero. ii) Asignar las pérdidas a los retiros en forma proporcional al monto a lo retirado: "...en forma proporcional a lo retirado"
E1.6 del Anexo E del Libro III del RMER	EOR: "Consistencia en la norma, se recomienda utilizar la red eléctrica utilizada en el Predespacho regional. E1.6 Los flujos causados por cada transacción global balanceada serán calculados por el EOR utilizando un flujo de carga de corriente directa que represente al menos la red regional completa eléctrica utilizada en el Predespacho Regional."
E1.11 del Anexo E del Libro III del RMER	EOR: "Claridad en la norma, agregar la definición del término

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	$ f_l^+(s) $: <u>Flujos positivos por la línea l causados por todas las transacciones globales "s" que tienen la misma dirección que fl.</u>
Numeral E1.11 del Anexo E del Libro III del RMER	<p>EOR: "Se sugiere a la CRIE no usar el mismo nombre de "Capacidad Operativa de Transmisión" para diferentes conceptos (MCTP, COFDT, COF y COP) ya que provoca confusiones. Por tanto se sugiere plasmar en el documento la definición de cada sigla y utilizarlas en el texto y no utilizar indistintamente el término "Capacidad Operativa de Transmisión".</p> <p>Además, se solicita a CRIE responder las siguientes consultas: 1) Se le solicita a la CRIE confirmar si ¿Las COP para los interconectores se refiere a las MCTP entre áreas de control resultantes del estudio periódico que realiza el EOR? en todo caso definir específicamente a qué estudios se refiere. 2) En los estudios realizados por el EOR, las MCTP entre áreas de control adyacentes resulta para cada escenario de demanda máxima, media y mínima, entonces se le solicita a la CRIE aclarar ¿cuál MCTP se usará como "Capacidad Operativa de Transmisión" para el cálculo del Peaje de los interconectores, será la MCTP entre áreas de control adyacentes resultante en el escenario de demanda máxima, media o mínima y la dirección a seleccionar Norte-Sur o Sur-Norte?, 3) Así mismo, las MCTP son valores únicos entre áreas de control que no discriminan entre el número de interconectores existentes entre éstas, entonces qué valor se utilizará para cada interconector? ; 4) Se le solicita a la CRIE confirmar si ¿Las COP para las instalaciones de la RTR que NO son interconectores, será el límite térmico continuo contenido en el RATE A para cada línea de transmisión en el programa de simulaciones eléctricas PSSE?"</p>
: Numeral E1.11 del Anexo E del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la norma, Se recomienda:</p> <p>a) Es necesario se defina el cálculo del Ingreso a Recolector (IR), hacer referencia a la RTR y al periodo de tiempo (es mensual).</p> <p>b) Utilizar la nomenclatura IR (la cual se adiciona al Libro I).</p> <p>$C(I)IR =$ Ingreso a recolectar <u>mensualmente</u> de la línea l de la RTR"</p>
Numeral E2.1 del Anexo E del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la norma, Se recomienda:</p> <p>a) Es necesario se defina el cálculo del Ingreso a Recolector (IR), hacer referencia a la RTR y al periodo de tiempo (es mensual).</p> <p>b) Utilizar la nomenclatura IR (la cual se adiciona al Libro I).</p> <p>$C(I)IR =$ Ingreso a recolectar <u>mensualmente</u> de la línea l de la RTR"</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Anexo F del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Una vez sea aprobada la resolución se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recursos necesarios para las siguientes tareas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Preparación de los IDR. - Análisis - Desarrollo Informático. - Pruebas, validación y certificación del módulo. - Puesta en Producción."
Numeral F1.5 del Anexo F del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Claridad en la norma: según se observa en la metodología MEPAM, el subíndice k corresponde a la generación de un nodo (nodal) y no un generador (Agente)</p> <p>$DCi-k$ = Factor topológico de Distribución de Generación que indica la proporción de la potencia con que el generador k la generación en el nodo k contribuye al flujo en la línea $i-j$ (línea que conecta los nodos $i-l$)"</p>
Numeral F1.5 del Anexo F del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la norma, especificar que las barras verticales corresponden a valor absoluto, y no a la determinante de una matriz.</p> <p>$PI-i$; i = Valor absoluto del Flujo en la línea $i-l$. $PI-l = PI-i$ en el caso sin pérdidas."</p>
Numeral F1.5 del Anexo F del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la norma, especificar que las barras verticales corresponden a valor absoluto, y no a la determinante de una matriz.</p> <p>$Au-ljk$ = Valor absoluto del Elemento jk de la inversa de la matriz Au"</p>
Numeral F1.7 del Anexo F del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en la norma: según se observa en la metodología MEPAM, el subíndice k corresponde a la demanda de un nodo (nodal) y no una demanda (Agente)</p> <p>$DDi-j,k$ = Factor topológico de Distribución de Demanda que indica la proporción de la potencia que la demanda k con que la demanda en el nodo k contribuye al flujo en la línea $i-j$"</p>
Numeral F1.9 del Anexo F del Libro III del RMER	<p>EOR: "Se recomienda utilizar el índice i para hacer referencia a los Agentes.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>PECM_k = Monto que se asocia a cada Agente k que retira de forma programada, en concepto de peaje por la transacción global MER = PDKX DDI.k x R1MER(I) x 0.5 "</i>
Numeral F1.9 del Anexo F del Libro III del RMER	EOR: "Se recomienda utilizar el índice <i>i</i> para hacer referencia a los Agentes. <i>PEGM_k = Monto que se asocia a cada Agente k que inyecta de forma programada, en concepto de peaje por la transacción global MER = PGkX DGI.k x R1MER(I) x 0.5 "</i>
Numeral F1.10 del Anexo F del Libro III del RMER	EOR: " k2 (i,u) = "
Numeral F1.11 del Anexo F del Libro III del RMER	EOR: "No se define el subíndice "i""
Numeral F1.11 del Anexo F del Libro III del RMER	EOR: "Corregir redacción "cada transacciones" a "cada transacción". Puede validarse con la redacción del subíndice "u" de la fórmula PEAJE_Cp. <i>u = Es un contador por cada transacciones transacción global del mercado nacional asociado a cada país "p", se obtendrán 6 valores de PEAJE_Cp para cada mes de aplicación, uno para cada país "p". "</i>
Numeral F1.11 del Anexo F del Libro III del RMER.	EOR: "No se define el subíndice "i" <i>I_g = A la inyección efectiva, en MWt, del Agente que inyecta "g" del país "p" para los el mes para el cual se calculan los PEAJE_Cp. Este valor se determina conforme lo establecido en el literal c del numeral 9.3.4.1 de este libro. "</i>
Numeral F1.11 del Anexo F del Libro III del RMER	EOR: "Claridad en la norma: corregir redacción "los mes" a "el mes"."
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER	CDMER CONSULTORES: "La división de los flujos en cada instalación de la RTR en flujos parciales causados por supertransacciones, de cara al cálculo de los Peajes, puede dar lugar a ineficiencias, también. Los Cargos Regionales de Red debieran determinarse de acuerdo al uso económico total que se espera cada usuario haga de la Red Regional en su conjunto, como aproximación del beneficio extraído por dicho usuario de esta red. El uso económico esperado de la RTR por parte de cada agente (usuario) depende de la cantidad de energía a inyectar o retirar por parte del mismo y de la localización de estas inyecciones y retiros, pero no de si estas inyecciones o retiros han sido despachados en el Mercado Nacional correspondiente o en el Mercado Regional, y, por tanto, de si estas inyecciones y retiros se consideran pertenecientes a una Supertransacción (la Nacional) u otra (la del MER). La clasificación, o troceado, de los flujos en la Red Regional de acuerdo a la Supertransacción que se estima los ha creado supone una alteración de las cargas de red eficientes y las señales enviadas mediante los mismos. Se considera que el método de Participaciones Medias (M&PAM) puede proporcionar una estimación razonable del uso que de la red regional (RTR) hace

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>cualquier inyección o retiro de energía. No obstante, sería preferible asignar el coste de cada nueva instalación de la RTR a los usuarios de esta red de acuerdo al beneficio total (incluyendo los beneficios de todo tipo monetizados) que, con anterioridad a la construcción de esta nueva instalación, se estima obtendrá de dicha instalación cada uno de estos usuarios. Por otro lado, se considera que el método de los Factores de Reparto, denominados en la propuesta de la CRIE %GPE, para generación, y %LPE, para demanda, no es capaz de reflejar el uso económico que cada usuario de la red hace de cada instalación de la misma. Este método lleva a cabo una socialización a generación y demanda de los costes de red asignados mediante el mismo. El nivel relativo de los cargos uniformes aplicados a la generación y demanda en cada país, correspondientes a la supertransacción nacional definida para este país, depende del valor asignado a los Factores de Reparto, pero no resulta posible enviar mediante este método señales de localización eficientes a los usuarios de red, o a grupos de estos."</p>
<p>Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "Se debe hacer más precisa y, quizá, modificar, la definición de los términos 'Inyección de cada agente' y el 'Retiro de cada agente' utilizados en la asignación mensual del Peaje a los agentes que inyectan y retiran energía en cada país de la región (párrafo 'c' de la sección 9.3.4.1 'Premisas Generales de Cálculo'). No queda claro si las inyecciones y retiros que se están considerando son por país, o las totales para el conjunto de todos los países de la región. Tampoco queda claro el párrafo en que se expresa la energía de inyección o retiro de cada agente en términos de la energía generada, las exportaciones y las importaciones. Aclarar, por favor, si se está hablando de la generación, exportaciones e importaciones de que es responsable dicho agente, o de las totales del sistema nacional correspondiente. Por favor, aclarar también si el criterio de asignación de signo a las exportaciones e importaciones, y la consideración de generaciones o demandas, en este punto son adecuados."</p>
<p>Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>SIGET:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. "En el "Informe de Diagnóstico Extraordinario – Revisión Integral del RMER – Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional" se incluyen resultados de la aplicación de la metodología contenida en el RMER, no obstante, para que sean validados por los distintos Agentes Regionales, se recomienda que se proporcione la memoria de cálculo correspondiente. b. De forma equivalente, al ejemplo mencionado en la letra anterior, se reitera la solicitud de proporcionar un ejemplo de aplicación de la metodología propuesta por la CRIE para el cálculo del Peaje, a fin de determinar la consistencia de la misma y el monto estimado que se recolectará por peaje para cada país, para el pago del IAR. En el ejemplo se debe identificar la fuente de información utilizada, por ejemplo a cuál tabla de la base de datos del EOR pertenece.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/COMENTARIOS
	<p>c. <i>A partir de los ejemplos anteriores, se podrían validar los ventajas y desventajas de ambas metodologías, además de que se facilite la comprensión en detalle esas metodologías. Por lo anterior, se recomienda que se realice una segunda consulta sobre la metodología propuesta para la determinación del Peaje, y en la cual se suministre ejemplos de aplicación de la metodología propuesta y la del RMEK (mentarías de cálculo), con información reciente del MER (año 2019). Lo anterior, permitirá validar la metodología propuesta e identificar inconsistencias o problemas de la misma en el caso de haber.</i></p> <p><i>Sin los ejemplos y los análisis antes mencionados, no es posible validar metodología propuesta por la CRIE para el cálculo del Peaje, a pesar de ello, a continuación, se detallan algunas observaciones al método propuesto:</i></p> <p>d. <i>En el numeral 9.3.4 el Peaje propuesto por la CRIE se explica que para su cálculo se utilizarán las inyecciones y retiradas mensuales de cada agente del MER, tal y como se ha transcrito en la siguiente columna, al respecto las siguientes observaciones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Las definiciones propuestas son ambiguas. Por ejemplo, siguiendo la definición de "Inyección de cada agente", si un PM nacional genera 100 MWh, no realiza importaciones y de esos 100 MWh exporta 50 MWh, la inyección del agente sería igual a 150 MWh ($150 \text{ MWh} = 100 \text{ MWh} + 50 \text{ MWh} - 0 \text{ MWh}$), lo cual no parece razonable, pues con ello se tendería a inflar artificialmente el volumen de las transacciones.</i> ▪ <i>Por otra parte, la definición propuesta de "Retiro de cada agente" no se entiende, ya que está expresada en términos de "generación", siendo el caso que se esperaría que estuviera expresada en términos de "retiros" (la definición no tiene sentido, por ejemplo, para los distribuidores quienes normalmente efectúan retiros y salvo excepciones, inyectan excedentes desde la red de distribución). No obstante lo anterior, si la CRIE considera que la definición es adecuada, se solicita aclarar cómo a partir de "inyecciones" se pueden determinar los retiros que efectúan los agentes nacionales que preponderantemente realizan ese tipo de transacción.</i> ▪ <i>Dada la imprecisión o ambigüedad de las definiciones propuestas por la CRIE se solicita precisarlas y justificarlas adecuadamente, teniendo en cuenta que en la metodología propuesta hay reiteradas referencias a esas dos definiciones (cada que es una información básica para el cálculo del Peaje).</i> ▪ <i>Es importante que las definiciones de las variables "Inyección de cada agente" y "Retiro de cada agente" sean revisadas y corregidas, ya que, aunque esa información corresponderá a datos "reales" informados por los OS/COM de cada país, a diferencia de la información de inyecciones y retiradas "programadas" con la que se calcularán los peajes, debe haber consistencia entre los datos programados y los reales. Si los datos reales se calculan de conformidad con una definición errónea (como es el caso de la definición</i>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>propuesta de "inyección de cada agente", puesto que de acuerdo con ella, tal como se vio con el ejemplo anterior planteado en este literal, se podrían inflar las transacciones de los agentes), el porcentaje del IARM que se esperaría recuperar a través del Peaje (resultado de determinar el nivel de uso de las líneas en relación con su Capacidad Operativa de Transmisión), podría incrementarse significativamente. Y si a lo anterior se añade el agravante de que para el cálculo del cargo complementario, de acuerdo con las fórmulas propuestas, no se descontará lo que se recolecta por medio del Peaje, la suma de lo recolectado a través de los cargo de Peaje y Cargo Complementario superará ampliamente lo requerido para cubrir el IARM, en detrimento de las demandas de los países de América Central.</i></p> <p><i>En relación con lo anterior, en la letra a) del numeral 9.3.4.4, se dice que "el Peaje será igual al Ingreso a Recolectar multiplicado por la relación entre el flujo neto en el elemento y su Capacidad Operativa de Transmisión (COT)", sin embargo, debería precisarse que como el cálculo del Peaje será mensual, el Ingreso a Recolectar también debe ser el mensual, es decir, que el ingreso a recolectar que se debe tomar en cuenta para ese cálculo debe ser el IARM. Se considera que habría más claridad respecto al cálculo del peaje si se plantearan fórmulas para su determinación.</i></p> <p>9.3.4 El Peaje</p> <p>9.3.4.1 Premisas Generales de cálculo</p> <p><i>a) El Peaje está asociado al pago por el uso de las redes regionales, que deberán pagar los agentes no transmisores.</i></p> <p><i>b) El Peaje se calcula con información de las inyecciones y retiros programados de los predespachos nacionales y regionales correspondientes al mes para el cual se aplica el Peaje.</i></p> <p><i>c) El Peaje se asigna mensualmente a los agentes que inyectan y retiran en cada país miembro, y se determinará de la siguiente forma:</i></p> <p><i>i. Inyección de cada agente: total de energía mensual generada en cada país miembro en mega watts hora (MWh) informado por el OS/OM de su país, para el mes en el que se aplique el Peaje; esta energía debe corresponder con la energía generada más la energía de las exportaciones menos las importaciones realizadas en el período correspondiente considerando los factores de pérdidas de transmisión correspondientes, conforme los registros de medición de generación del agente.</i></p> <p><i>ii. Retiro de cada agente: total de energía mensual demandada o consumida en los países miembros en mega watts-hora (MWh) informado por el OS/OM de su país, para el mes en el que se aplique el Peaje; esta energía debe corresponder con la energía generada más la energía de las importaciones, menos las exportaciones realizadas en el período correspondiente, considerándose los factores de pérdidas de transmisión correspondientes, conforme los registros de medición de consumo del agente."</i></p>

Forbes
 200

7

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Anexo "E" del Libro III del RMER.	<p>SIGET: <i>"Se reitera la solicitud de que la CRIE suministre un ejemplo de aplicación de este método con información histórica del MER del año 2019 o al menos un ejemplo teórico.</i></p> <p><i>Anexo "E" del Libro III del RMER - Método del Flujo Dominante."</i></p>
Anexo "F" del Libro III del RMER.	<p>SIGET:</p> <p>a. <i>"Se reitera la solicitud de que la CRIE suministre un ejemplo de aplicación de esta metodología con información histórica del MER del año 2019 o al menos un ejemplo teórico.</i></p> <p>b. <i>En este método se utiliza la información de inyecciones y retiros nacionales (agentes), las cuales, como se comentó anteriormente son las definiciones de esos términos son ambiguas.</i></p> <p><i>Puntualmente se recomienda eliminar de la propuesta la referencia a los datos de entrada R2(l,u) en el numeral F1.10 de esta metodología, variable que no se utiliza.</i></p> <p><i>Anexo "F" del Libro III del RMER - Método de Participaciones Media"</i></p>
Numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER	<p>UT: <i>"El literal c) del numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER hace referencia a que los valores de energía generada o demandada de cada agente corresponderá a la energía generada o demandada, incluyendo las transacciones regionales; sin embargo, adiciona el balance energético por área de control, de la energía inyectada y retirada que debe realizarse para validar la energía por país que se remitirá para el Peaje, lo cual es un error conceptual, debido a que los valores de energía serán determinados por agente y no por área de control. Por lo que se solicita modificar el literal c) del numeral 9.3.4.1. Se solicita modificar el literal c), del numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER, de tal manera que se lea así:</i></p> <p><i>c) El Peaje se asigna mensualmente a los agentes que inyectan y retiran en cada país miembro, y se determinará de la siguiente forma:</i></p> <p><i>i. Inyección de cada agente: total de energía mensual generada en cada país miembro en mega watts-hora (MWh) informado por el OSIOM de su país, para el mes en el que se aplique el Peaje; esta energía debe corresponder con la energía generada más la energía de las exportaciones menos las importaciones realizadas en el período correspondiente considerando los factores de pérdidas de transmisión correspondiente, conforme los registros de medición de generación del agente.</i></p> <p><i>ii. Retiro de cada agente: total de energía mensual demandada o consumida en los</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>países miembros en mega watts-hora (MWh) informado por el OS/OM de su país, para el mes en el que se aplique el Peaje; esta energía debe corresponder con la energía generada más la energía de las importaciones, menos las exportaciones realizadas en el periodo correspondiente, considerándose los factores de pérdidas de transmisión correspondientes, conforme los registros de medición de consumo del agente.”</p>
<p>Literal a) del numeral 9.3.4.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: “Se solicita mejorar la redacción de tal manera que se aclare qué se debe entender por Ingreso a Recolectar, el cual será utilizado en el Anexo E para determinar el porcentaje de uso de las instalaciones y en el Anexo F para determinar la participación y asignación de los Peajes.</p> <p>Se solicita establecer la definición del Ingreso a Recolectar, mencionado en el literal a) del numeral 9.3.4.4 del Libro III del RMER, y aclarar que:</p> <p>Ingreso a Recolectar es igual al IAR/12, es decir el Ingreso Autorizado Regional mensual.”</p>
<p>Numeral 9.3.4.4 del Libro III del RMER</p>	<p>UT: “El numeral 9.3.4.4 menciona el término Capacidad Operativa de Transmisión, el cual se encuentra en el Glosario del Libro I del RMER, no así su Nomenclatura "COP". Por lo que, como mejora regulatoria se solicita adicionar el término COP a las nomenclaturas.</p> <p>Se solicita adicionar el término COP a la sección de Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER:</p> <p>COP: Capacidad Operativa de Transmisión”</p>
<p>Numeral E1.6 del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: “Para el cálculo mostrado en la tabla 6.1.1-1, del informe de diagnóstico del RMER, dicho informe hace referencia, a los 54 escenarios de carga establecidos en el numeral 9.3.6 del Libro III del RMER vigente, pero en la propuesta de modificación la CRIE elimina el numeral 9.3.6 por lo que para el cálculo del PEAJE ya no se especifican las horas y días del mes que se tomarán en cuenta para realizar su cálculo, o ¿se realizará para las 744 o 720 horas de cada mes? Y si es así, tampoco se especifica cómo unificar los resultados de peaje de todas las horas que se calculen. Se solicita aclarar la definición de los flujos que serán utilizados para el cálculo del peaje, en los métodos del Anexo E y Anexo F.</p> <p>Se solicita establecer la definición del flujo utilizado para el cálculo del Peaje, mencionado en el numeral E1.6 del Libro III del RMER, debido a eliminación por parte de la CRIE del numeral 9.3.6 del Libro III del RMER vigente, y aclarar lo siguiente:</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>El numeral E1.6 establece: "Los flujos causados por cada transacción global balanceada serán calculados por el EOR utilizando un flujo de carga de corriente directa que represente al menos la red regional completa".</p> <p>En ese sentido aclarar si el <u>flujo único de carga</u> será el promedio de los flujos horarios de todo el mes o el flujo de acuerdo a cada periodo de mercado, considerando lo indicado en el numeral E1.3"</p>
<p>Numeral F1.10. del Libro III del RMER.</p>	<p>UT: "Con respecto al numeral F1.10, se solicita eliminar la variable R2(fu), debido a que es una variable del RMER que perdería vigencia con la propuesta.</p> <p>Se solicita eliminar la variable R2 (f,u)"</p>
<p>Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>CNEE: "Es necesario que sea reproducible y trazable el cálculo del Peaje. Dentro de la información que debe estar disponible para los Agentes, se debe encontrar todos los insumos y elementos que permitan a cada uno poder reproducir el cálculo de la tarifa de Peaje la cual se les estará aplicando, en aras de la transparencia y certeza que debe existir en el Mercado Eléctrico Regional."</p>
<p>Anexos E y F del Libro III del RMER</p>	<p>CNEE: "Para la implementación del método de Flujo Dominante y Participaciones Medias que se plantea en establecer la tarifa por Peaje debe ser factible a realizarse únicamente con las instalaciones de la RTR. Se observa que la metodología que se ha propuesto utilizar necesita una red completa que permita un equilibrio entre inyecciones y retiros, por lo que es necesario indicar que dichas instalaciones deben ser únicamente las instalaciones de la RTR, lo anterior tomando en cuenta que, conforme el artículo 12 del Tratado Marco, la RTR está formada por las instalaciones que posibilitan las transferencias de energía y las transacciones del MER. Es decir, no se debe utilizar las redes nacionales para este cálculo."</p>

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON EL PEAJE

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación

[Handwritten signature]
2012

[Handwritten initials]

3.3 CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN (CVT)

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.1 del Libro III del RMER	ACI – INGENIO LA UNIÓN – INGENIO SANTA ANA: “A lo largo del tiempo, se ha comprobado que el modelo de congestión no ha motivado las inversiones en transmisión y únicamente ha desmotivado a los agentes que realizan transacciones en el Mercado Regional, debido a la incertidumbre que existe en el cálculo de los cargos por este rubro y su certeza de largo plazo.”
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	CENERGICA EL SALVADOR: “1) Los agentes que realizan transacciones en el MER actualmente pagan el CVT o el DF como costo de transmisión asociado a sus transacciones, el incrementar este costo por medio del peaje, estaría encareciendo las transacciones para los agentes. Además, el cálculo de valor del peaje a pagar sería difícil de predecir, lo cual incrementara la incertidumbre de las transacciones de los agentes. 2) Por otro lado, la metodología propuesta por CRIE se basa en un modelo matematico que requiere información que actualmente no está disponible a los Agentes del MER y que por lo tanto no es replicable, ni sus resultados pueden ser verificados de forma transparente.”

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LOS CARGOS VARIABLES DE TRANSMISIÓN

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación

3.4 CUENTA GENERAL DE COMPENSACIÓN (CGC)

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.4.4 literal a) del Libro III del RMER	CEL: "A fin de clarificar la redacción debe de indicarse que el "Ingreso a Recolectar" al que hace referencia el literal a) corresponde al Ingreso Autorizado Mensual"
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.	CND ETESA: "En los demás rubros se le está colocando las siglas de cada concepto, faltaría la de la cuenta de compensación mensual e) La aplicación de compensaciones mensuales del MER (CMM) a los Cargos Complementarios"
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.	CND ETESA: "Para dar mayor claridad y como se trata de un tema particular debe colocarse un subtítulo antes de iniciar el párrafo. El Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN)"
Numeral 9.3.1 del Libro III del RMER.	EPR: "La Resolución CRIE 31-2018 en el numeral 3.1 establece que el CVT neto y el IVDT son indicativos y no tienen efectos en el proceso de liquidación de los servicios de transmisión. Esta disposición se ha eliminado en la propuesta, por lo cual, es necesario aclarar la razón o revisar si no es un error, pues el objeto de la CGC se mantiene igual en la propuesta que en el numeral 3.2 de la resolución 31-2018 modificado por la resolución CRIE 112-2018. Para EPR es importante que se mantenga el concepto de que son indicativos, pues al no poderse identificar quienes son los que originan los ingresos por esos conceptos no es posible facturarlos, causando un riesgo fiscal para la empresa. el numeral 12.2 del documento de consulta (pág. 79/144) parece consistente con que el CVT e IVDT es indicativo"
Numeral 9.3.2 inciso c) del Libro III del RMER.	EPR: "el numeral 9.3.3.2.1 no existe, es necesario verificar la referencia."
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.	ARESEP: "a. ¿Qué se entiende por amenaza de insolvencia del CGC? Es recomendable establecer algunos parámetros financieros que permitan generar alertas de posible insolvencia."
Numeral 9.3.3.2 del Libro III del RMER	EOR: "Considerando que la Resolución CRIE-62-2019 indica "Para el periodo a partir del mes de operación de julio de 2020, la CRIE establecerá mediante resolución, antes de dicho mes, un nuevo valor del PC", se solicita que se aclare si el valor descrito (0.8) entrará en vigencia a partir del mes de operación de julio de 2020 o hasta la entrada en vigencia de la presente propuesta normativa. Para cualquiera de los casos descritos o algún otro caso previsto, se solicita que se especifique y se establezca en las Disposiciones Transitorias. PC= Porcentaje de compensación mensual, el cual será establecido por la CRIE, para lo cual tomará en cuenta la evolución de la solvencia de la CGC. Este valor será igual a cero punto ocho (0.8) hasta que la CRIE mediante Resolución establezca lo contrario"

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.3.2 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Consistencia de la norma, ser consistente con lo indicado en el informe de diagnóstico elaborado por la CRIE.</p> <p><u>"Sin incluir los pagos anticipados por compras de DT con períodos de validez anual que no correspondan al mes de operación respectivo de aplicación de la CMA"</u></p>
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Claridad en el contenido de la norma:</p> <p>a) Para un mejor entendimiento, se recomienda modificar la redacción, indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DT.</p> <p>b) Sustituir "Regional" por "Regionales"</p> <p>El EOR asignará mensualmente todos los CVT nets después de descontar los pagos a los titulares de DT determinados para cada instalación de transmisión y para cada período de mercado a la CGC incluyendo el detalle de dicha asignación en el Documento de Transacciones Económicas Regionales Regional (DTER) respectivo."</p>
Numeral 9.3.2 del Libro II del RMER	<p>EOR: "Claridad en el contenido de la norma, sustituir "Regional" por "Regionales".</p> <p>"...en el Documento de Transacciones Económicas Regionales Regional (DTER) respectivo."</p>
Numeral 9.3.2, literal b) del Libro II del RMER,	<p>EOR: "Consistencia en la norma, eliminar referencia semestral: el saldo de la CGC se calculará de forma mensual, ya no será necesario el registro semestral.</p> <p>b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada mes semestre del año."</p>
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.	<p>SIGET:</p> <p>"Adicionalmente a lo antes observado, se han identificado otras inconsistencias en el numeral 9.3.2, como las siguientes:</p> <p>a. Dado que la determinación del CARN será mensual, su registro debe ser mensual y no semestral, en ese sentido se debe corregir la letra b) citada en el numeral 9.3.2:</p> <p>"b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada semestre del año."</p> <p>b. En el numeral de la sección 9.3.2, se hace referencia a una sección inexistente 9.3.3.2.1.</p> <p>c. Se mantienen definiciones las cuales no son lo suficientemente claras, por ejemplo, la definición de la variable CARN_NO_RES_{pr,s}.</p> <p>La definición actualmente vigente de CARN_NO_RES_{pr,s} no dice cómo se identifican los países no responsables. En general, las disposiciones aprobadas por medio de la Resolución CRIE-112-2018 tienen también este tipo de vacíos. Es más, debe señalarse que la forma en la que se entendió a qué se refería exactamente la variable CARN_NO_RES – el monto que se debe repartir a aquellos países que no hayan originado CARN en ningún período de mercado del</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>semestre anterior al semestre al que pertenece el mes "s", fue a través del Webinar impartido por el EOR el 17 de julio de 2019, durante el cual fue explicado ese concepto haciendo uso de criterios que no están contenidos en la Resolución CRIE-112-2018.</i></p> <p><i>El vacío anterior es una deficiencia importante, ya que las normativas deben ser completas y autocontenidas, es decir, deben estar redactadas de forma tal que se entiendan por sí solas.</i></p> <p>9.3.2 Cuenta General de Compensación (CGC) asociada a los CC</p> <p>"(...)</p> <p>"Se establecerá el Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN), como el monto que resulte como cargo a la CGC en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los DT, para el caso que durante la operación comercial del MER, dicho CVT sea afectado por la existencia de condiciones restrictivas generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, que limiten las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), produciéndose que: a) los Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF); o b) las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF, para lo cual se deberá aplicar el siguiente procedimiento:</p> <p>a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN, provocados por las condiciones antes indicadas e identificará los mercados nacionales responsables.</p> <p>b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada mes del año.</p> <p>c) Cada mes, cuando se apliquen los descuentos por CMM a los CC, se aplicará una reducción a los CMM que le corresponde a las demandas de los mercados nacionales identificados por el EOR como responsables de los CARN, y un incremento a los CMM del resto de demandas de los mercados nacionales no responsables, con base al valor mensual del CARN conforme el numeral 9.3.3.2.1 de esta sección.</p> <p>(...)" (Subrayado propio)."</p>

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LA CGC

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación.

Por otro lado, es importante indicar que debido a que las propuestas regulatorias sometidas a consulta pública, relacionadas con los Derechos Firmes y Contratos Firmes, las cuales hacen referencia a la CGC, fueron aprobadas para su incorporación al RMER, se identificó necesario incluir en el RMER la definición y nomenclatura de CGC, conforme la regulación vigente.

3.5 COMPENSACIÓN MENSUAL DEL MER (CMM)

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.3.2 del Libro III del RMER.	<p>ARESEP: “Sobre el particular se observó:</p> <p>a. El subíndice “H” no se contempla en la descripción, pareciera que se refiere más bien al “s”, revisar congruencia.</p> <p>b. No se define la variable “Demanda de país pnr,s”.</p> <p>c. La variable Compensaciones por Disponibilidad (DPI) del mes respectivo, restada en la IARM no interconectores y IARM interconectores no se detalla, cómo se calcula?</p> <p>d. En qué se basa el 0.8 de “Porcentaje de compensación mensual” establecido.”</p>
Anexo Q del Libro III del RMER,	<p>EOR: “Claridad en la norma:</p> <p>a) Hacer referencia a los elementos de transmisión de la RTR</p> <p>b) Modificar la redacción, indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DT.</p> <p>CARN: Monto que resulte como cargo a la CGC <u>por elemento de transmisión perteneciente a la RTR</u> en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los <u>titulares de DT</u>, para el caso que durante la operación comercial del MER dicho CVT sea afectado por la existencia de condiciones restrictivas generadas por los mercados o sistema eléctricos nacionales, que limiten la Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), produciéndose que; a) las Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>Se recomienda eliminar de la normativa propuesta lo relacionado con el Cargo Asociado a Restricciones Nacionales, ya que el cambio normativa de que la Renta de Congestión sea igual al CMORC y la reducción de los CF por restricciones de transmisión, minimizará el efecto del CARN."</p>
<p>Numeral 9.3.2, literal c) del Libro III del RMER,</p>	<p>EOR: "Consistencia en la norma: a) mejorar la comprensión del texto: omitir referencia a las demandas nacionales. b) Sustituir la referencia normativa 9.3.3.2.1 por 9.3.3.2, ya que no existe en la propuesta el numeral 9.3.3.2.1</p> <p>c) Cada mes, cuando se aplican los descuentos por CMM a los CC, se aplicará una reducción a los CMM que le corresponde a las demandas de los mercados nacionales identificados por el EOR como responsables de los CARN, y un incremento a los CMM del resto de demandas de los mercados nacionales no responsables, con base al valor mensual del CARN conforme el numeral 9.3.3.2.1 9.3.3.2 de esta sección."</p>
<p>Numeral 9.3.2, literal d) del Libro III del RMER,</p>	<p>EOR: "Consistencia en la norma, mejorar la comprensión del texto: indicar que incrementará el pago de CC de los Agentes con capacidad de inyección y retiro de los mercados nacionales.</p> <p>d) En aquellos casos en que el monto del CARN de un mercado nacional sea superior a su correspondiente CMM, la diferencia incrementará el pago de CC de los Agentes con capacidad de inyección y retiro de los mercados nacionales CC de la demanda correspondiente."</p>
<p>Numeral 9.3.3.1, literal d) del Libro III del RMER,</p>	<p>EOR: "Consistencia con la norma: a) El monto de "CMMp,s" debe formar parte del numerador de la fórmula, de lo contrario se obtendrían tarifas negativas. b) Incluir el Peaje por línea, el cual debe de restarse del IARM con el propósito que el CC abarque el monto de IARM no cubierto por el Peaje.</p> <p>CC de los Interconectores_{1,2,3}</p> $= \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^n IARM_{i,interconector_{1,2,3}} - \sum_{i=1}^n RI(D)_{no\ interconector_{1,2,3}} - CARN_{p,s} - CMM_{p,s} \right]}{\sum_{i=1}^n Cap_{i,ny_{1,2,3}}}$
<p>Numeral 9.3.3.1, literal d) del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Consistencia con la norma: a) el monto de CMMp,s debe formar parte del numerador de la fórmula, de lo contrario se obtendrían tarifas negativas y montos desproporcionados. b) Incluir el Peaje por línea, el cual debe de restarse del IARM con el propósito que el CC abarque el monto de IARM no cubierto por el Peaje.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	$CC_{No\ Interconectores}_{ps} = \frac{0.5 \left[\sum_{i=1}^n LARM_{No\ Interconectores}_{ps} - \sum_{j=1}^n R1(i)_{No\ Interconectores}_{ps} - CAS_{ps} - CMM_{ps} \right]}{\sum_{i=1}^n C_{ps}_{Res}_{ps}}$
Numeral 9.3.3.2 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Consistencia de la norma, adicionar texto que haga referencia que: "la distribución del CMMs será proporcional con base en la sumatoria mensual de todos los CVT neto más IVDT de las instalaciones de cada país que resulten como abono a la CGC."</p> <p>Caso contrario aplicar valores absolutos a los montos de CVT neto e IVDT, para que no se asignen cargos.</p> <p><u>La distribución del CMMs será proporcional con base en la sumatoria mensual de todos los CVT neto más IVDT de las instalaciones de cada país que resulten como abono a la CGC."</u></p>
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER	<p>CDNER CONSULTORES: "Por otro lado, no parece razonable no incluir en el cálculo del saldo de la Cuenta General de Compensación (CGC) al final de cada mes los ingresos del sistema por Peajes, pues estos ingresos forman parte del remanente disponible en la región para afrontar futuros costos o minorar futuros cargos de red. Asimismo, en la descripción de los términos que intervienen en el cálculo del saldo de la CGC parece haberse incluido dos veces el pago de los LARM a los agentes transmisores. Esto debería corregirse, eliminando una de las dos alusiones que se hace a ellos."</p>

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LA COMPENSACIÓN MENSUAL DEL MER

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación

3.6 COSTOS ASOCIADOS A RESTRICCIONES NACIONALES (CARN)

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Anexo Q del Libro III del RMER	EXCELERGY – INTELLERGY – ORIGEM: “Debido al planteamiento realizado en esta propuesta de consulta pública que incluye la reducción de la Energía Requerida en los casos expuestos, se considera que se debe de derogar la Resolución CRIE-112-2019”
Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.	IC CONSULTORIA: “La propuesta de modificación del establecimiento del Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN), no cuantifica el impacto que la metodología propuesta tendría en el Mercado Eléctrico Regional, ni los impactos económicos sobre los agentes del mercado y los países involucrados en las transacciones regionales.”
Glosario del Libro I del RMER.	LA DEFENSORIA DEL CONSUMIDOR DE EL SALVADOR: “A efectos de evitar impactos económicos y patrimoniales en las demandas de la región, se solicita establecer un mecanismo de ajuste que elimine la insuficiencia financiera, de tal forma que la Renta de Congestión de los DF sean igual al CMORC. Esto se lograría al adicionar un anexo específico para la reconfiguración de los Derechos de Transmisión. La inclusión de este anexo permite que, a pesar que la energía requerida de un contrato firme sea abastecida por una oferta de oportunidad con precio mayor, la renta de congestión sea igual al CMORC del contrato. Uno de los efectos positivos de esta propuesta es que el CARN y el CARNP se vuelven iguales a cero, volviendo imecesario el anexo Q propuesto.”
Anexo “Q” del Libro III del RMER.	CONSEJO NACIONAL DE ENERGÍA DE EL SALVADOR: “La reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes se identifica como la solución a las insuficiencias financieras en el MER y déficit producido en la CGC, lo cual se plantea como una propuesta de Reconfiguración de Derechos Firmes de Transmisión (DF) establecido en : “Modificar el literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER, el cual se plantea como : (b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes” en la página 101 de la propuesta, esto debería anula la existencia de Cargos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) lo cual afecta sobre todo a países porteadores. Se identifica en la propuesta de modificación al RMER planteada por la CRIE como una perpetuación de la resolución CRIE-112-2018 la cual generó serias afectaciones a la demanda al momento de la aplicación del CARN para resolver un problema de insuficiencia financiera, dejándola como una medida permanente en perjuicio de las demandas nacionales.”
Anexo “Q” del Libro III del RMER.	ETESAL: “Se identifica la propuesta de modificación al RMER como una perpetuidad al Costos Asociado a Restricciones Nacionales (CARN), siendo considerado aún como una afectación directa a la demanda de El Salvador”
Numeral 9.3.2, del Libro III del RMER	CENERGICA EL SALVADOR: “1. Solicitamos adicionar un Anexo “Reconfiguración de Derechos de Transmisión”, que eliminan las posibilidades de insuficiencia financiera, haciendo en todos los periodos de mercado que la Renta de Congestión de los DF, sea igual al CMORC. Esta condición hace que en todos los

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>periodos de mercado el CARN, y el CARNP, sean iguales a cero. Además, luego de redefinir los CVT DT y hacerlos coherentes con el predespacho regional, además que estos se definen de carácter indicativo y no tienen efecto en los procesos de conciliación, los literales a) y b) de la definición del CARN dejan de tener razón de ser. Por lo tanto, la incorporación del CARN en el RMER ya no es congruente.</p> <p>2. Este Anexo debe ser exactamente igual al detallado en el documento IRMER-E02-2019 del EOR (mayo 2019), sección 4. PROPUESTA REGULATORIA, páginas 16 - 21</p> <p>3. En el Anexo propuesto "Reconfiguración de Derechos de Transmisión", la suficiencia financiera está asegurada porque, aunque la energía requerida de un contrato firme sea abastecida por una oferta de oportunidad pura con precio mayor, la renta de congestión será igual al CMORC del contrato y siempre se podrá pagar.</p> <p>4. El Anexo Q ya no tiene razón de ser, porque este procedimiento identifica los CARN para cada país responsable y con el Anexo propuesto el CARN siempre será cero."</p>
<p>Anexo Q del Libro III del RMER.</p>	<p>EDECSA: "(b) Regla de reducción de la energía requerida por los Contratos Firmes" La implementación de este literal dentro de la resolución es la solución que necesita el MER y ataca directamente el problema de fondo identificado: La insuficiencia financiera generada por la sobreasignación de Derechos Firmes (DF) que sobrepasaban la MCTP y el abastecimiento de Energía requerida de los Contratos Firmes (CF), por medio del despacho de ofertas de inyección más caras que el valor dispuesto a pagar por la contraparte de venta del CF.</p> <p>Lo anterior resuelve el despacho de energía requerida de los CF de manera óptima, evitando afectaciones al MER y anulando el CARN (La resolución CRIE 112-2018 debería derogarse). Por tanto, ya resuelta la problemática: ¿Qué escenario de mercado se plantea CRIE que puede afectar la suficiencia financiera del MER, luego de implementar la reconfiguración planteada?"</p>
<p>Nomenclaturas del Glosario del Libro I, numerales 9.3.2, 9.3.3 y 12.7, Anexo Q del Libro III</p>	<p>CEL: "En la propuesta de cambio no se ha considerado en su totalidad la reconfiguración de los Derechos de Transmisión que fue propuesta por el EOR y presentada a CRIE mediante el Informe de Regulación del MER, IRMER-E02-2019, con la que se elimina la insuficiencia financiera de los Derechos de Transmisión. Al aplicarse la reconfiguración de derechos se eliminaría la insuficiencia financiera y el CARN y CARNP dejan de tener sentido"</p> <p>"Con la propuesta de "Reconfiguración de Derechos de Transmisión", presentado por el EOR a CRIE, mediante el Informe de Regulación del MER, IRMER-E02-2019, la suficiencia financiera estaría asegurada porque, aunque la energía requerida de un contrato firme sea abastecida por una oferta de oportunidad pura con precio mayor, la renta de congestión será igual al CMORC del contrato y siempre se podrá pagar, lo que volvería innecesaria la necesidad de calcular costos asociados a restricciones de transmisión."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>"Al aplicar la Reconfiguración de Derechos de Transmisión haciendo en todo momento que la Renta de Congestión (RC) se iguale al CMORC, dejaría de existir el CARN y el CARP, por lo que este término debe ser eliminado de la formulación matemática"</p> <p>"Se solicita incluir la aplicación de la Reconfiguración de los Derechos de Transmisión haciendo que en todos los periodos de mercado que la Renta de Congestión de los DF, sea igual al CMOR, hace que en todos los periodos de mercado el CARN, y el CARNP, sean iguales a cero, por lo que dichos conceptos deben ser eliminados</p> <p>El anexo Q es el Procedimiento para la "Identificación de los costos asociados a las restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable", al incluirse la Reconfiguración de los Derechos de Transmisión, de acuerdo a lo presentado por el EOR se eliminaría la insuficiencia financiera que representan los actuales Derechos de Transmisión. Por lo que debería de desaparecer el CARN, lo que implica que el anexo Q no debería de adicionarse al RMER"</p>
Sección VIII del Anexo Q del Libro III del RMER.	<p>AMM: "No hay congruencia y consistencia con el cambio propuesto de realizar los calculos de CARN mensualmente y, a la vez, mantener el flujograma de manera semestral.</p> <p>El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes.</p> <p>En el diagrama de flujos se debe de actualizar el bloque que menciona: "Se calculan y registran los CARN de cada país responsable montos mensuales <u>acumulados</u> semestralmente". <u>ELIMINAR lo subrayado.</u>"</p>
Anexo Q del Libro III del RMER.	<p>CND ETESA: "Consideramos que quedó fuera de este procedimiento, cuando un agente no declara el contrato Firme y se generan rentas de congestión. El concepto básico de los DF es para utilizarlos con un contrato firme CF y no para especular financieramente para eso están los DFPP. No se detalla un numeral explicando para los casos eximentes de Mantenimientos programados sujetos a lo establecido en la Regulación Regional. No se detalla un numeral explicando para los casos eximentes de Mantenimientos programados sujetos a lo establecido en la Regulación Regional. Corregir la formulación del literal 5). No esta como se aprobó en la resolución CRIE-39-2019.</p> <p>CARN_RESpr= $\sum_{s=1}^6 \sum_{h=1}^n \text{CARN_RES } pr,h,s$</p> <p style="text-align: center;">"</p>
Numeral VIII del Anexo Q del Libro III del RMER.	<p>CND ETESA: "Consideramos que este diagrama no debe incluirse en el RMER, es más de utilidad en un procedimiento de ejecución y no de aplicación conceptual."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Numeral I del Anexo Q del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "se hace referencia al CARN y al numeral 9.3.4.3. Consideramos que la referencia del numeral está equivocada pues ese numeral trata del peaje, y posiblemente la referencia correcta se el 9.3.3.3 <i>El Objetivo: Definir los pasos a seguir por el EOR para la identificación de los mercados o sistemas nacionales responsables y la determinación de los montos por Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN) correspondientes, conforme lo establecido en el numeral 9.3.3.3 del Libro III de este reglamento."</i></p>
<p>Numeral III del Anexo Q del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "Por consistencia deben ir en el Glosario del Libro I del RMER."</p>
<p>Disposiciones Transitorias, derogatorias relacionadas a la sección A2 de la propuesta.</p>	<p>EPR: "También debe derogarse la Resolución 30-2019 mediante la cual se aprobó el procedimiento para la identificación de los costos asociados a restricciones nacionales (CARN) para cada país responsable."</p>
<p>Disposiciones Transitorias, derogatorias relacionadas a la sección A2 de la propuesta.</p>	<p>EPR: "El texto dice "carga de Compensación Horario " siendo el nombre correcto "Índice de Compensación Horaria" según el 6.4.2 del Libro III del RMER <i>El Índice de Compensación Horaria de la RTR relacionado con los objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión, que establece el numeral 6.4.2.1 del Libro III del RMER, será igual a cero (0)."</i></p>
<p>Glosario del Libro I del RMER, 9.3 y anexo Q del Libro III del RMER..</p>	<p>ICE: "Se recomienda eliminar del A2 todo el articulado dentro de las propuestas 6, 13 y 22 que mencionen o hagan referencia al término CARN. Esto por cuanto el concepto de los CARN, se utiliza cuando el monto de las CGC ""sea afectado por la existencia de condiciones restrictivas generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, que limiten las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), produciéndose que: a) las Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF); o b) las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF."" <i>Sin embargo, la propuesta del A3- Modificaciones relacionadas con la Energía Firme, Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo subsana esta problemática, ya que en la propuesta "1. Adicionar a la sección de Definiciones del Glosario del Libro I del RMER", se modifica el término de rentas de congestión permitiendo recibir o pagar rentas de congestión a la Energía Declarada o Energía Requerida Reducida en el predespacho o redespacho Regional y la propuesta "9. Modificar el literal (b) del numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER", se incluyen nuevas reglas que permitirán reducir la energía requerida, lo que hace que en la práctica los CARN no vayan a ser utilizados."</i></p>
<p>Numeral 9.3.3.3 del Libro III del RMER</p>	<p>ARESEP: "a. ¿Qué incluye el CARN RES? Cómo la CARN NO_RES se determina con base en la CARN RES, se debe definir qué costos incluye ese cargo."</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Anexo "Q" del Libro III del RMER	<p>ARESEP: "Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. En las metodologías anteriores propuestas la variable "l" representa una línea de transmisión, mientras que en esta propuesta dice "Elemento de la RTR" o "elementos de transmisión l", se insiste en mantener consistencia. En el numeral 9.3 también utilizan "L" para línea, mientras que en el numeral E1.11 "L" es el número de línea y "l" es una línea, y en ese numeral utilizan "L" para red. 2. Se remienda incorporar MCTP en el glosario. 3. Igualmente revisar subíndices y sumatorias para que coincidan las denominaciones entre las ecuaciones y la descripción de las variables, por ejemplo la sumatoria(*), mientras que la variable FER Declarada L,h,s, indica "un conjunto N". 4. También anteriormente las variables "u" denominaban transacción global, "transacción programada", ahora "un mercado", "c" "retiro efectivo, en MWh, de cada Agente que retira "c" del país...", "restricciones c", "de un conjunto c de elementos de la RTR", etc. Se reitera que se debe revisar la consistencia. $\sum_{l=1}^n FER_{Declarada\ l,h,s}$
Literal ii) del numeral V del Anexo Q del Libro III del RMER.	<p>ARESEP: "En el apartado ii) Fuerza mayor o caso fortuito debidamente justificado (..), se recomienda incluir en glosario que se entiende por fuerza mayor y caso fortuito, o con base en qué la CRIE hará esa valoración. Además en el punto e) de esa sección se indica que el EOR mediante un ajuste al DTER procederá a la aplicación del criterio eximente, pero no se indica cómo aplica, se recomienda detallar dicha aplicación ya se estableciendo si se reversa el monto total cobrado mientras no se calificara como eximente del periodo declarado eximente o si se establece alguna otra forma."</p>
Numeral III Anexo Q del Libro III del RMER,	<p>EOR: "Claridad en la norma:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Hacer referencia a los elementos de transmisión de la RTR b) Modificar la redacción, indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DT. <p>CARN: <u>Monto que resulte como cargo a la CGC por elemento de transmisión perteneciente a la RTR en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los titulares de DT, para el caso que durante la operación comercial del MER dicho CVT sea afectado por la existencia de condiciones restrictivas generadas por los mercados o sistema eléctricos nacionales, que limiten la Máximas Capacidades de Transferencia de</u></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>Potencia entre áreas de control (MCTP), produciéndose que; a) las Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF) o b) que las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF.</p> <p>Se recomienda eliminar de la normativa propuesta lo relacionado con el Cargo Asociado a Restricciones Nacionales, ya que el cambio normativo de que la Renta de Congestión sea igual al CMORC y la reducción de los CF por restricciones de transmisión, minimizará el efecto del CARN.”</p>
<p>Numeral III Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: “Eliminar de esta definición la referencia a restricción de porteo y agregarla en la sección del CARVP (numeral 9.3.3.4 de la presente propuesta normativa).</p> <p><i>Restricción Nacional:</i> Es toda aquella condición operativa en un área de control, que provoca disminución de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), y que no está incluida en los eximentes definidos por la CRIE en el presente procedimiento. Para las restricciones de transferencia y porteo se utilizarán las abreviaturas consideradas en la sección VI de este anexo, de la No. 1 a la No. 6, y para las restricciones de exportación e importación se utilizarán las abreviaturas consideradas en la sección VI de este anexo, de la No. 7 a la No. 12.”</p>
<p>Numeral IV, numeral 1) inciso b) del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: “Claridad en la norma: se recomienda modificar la redacción indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DT.</p> <p><i>CARNs:</i> Monto horario de CVT Neto de los elementos de la RTR que resultan deudores a la Cuenta General de Compensación en el mes s, después de descontar los pagos a los titulares de DT y cumpliendo las condiciones establecidas en la Metodología Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje, Cargo Variable de Transmisión y del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional.”</p>
<p>Numeral IV, numeral 1) inciso b) del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: “Eliminar la referencia a restricción de porteo. El Costo Asociado a Restricciones Nacionales de Porteo (CARNP), se describe en el numeral 9.3.3.4 de la presente propuesta normativa.</p> <p><i>MCTP, h.s:</i> Valor de la restricción e de importación o exportación de un área de control o valor de transferencia o porteo en sentido de Norte a Sur o Sur a Norte a la hora h del mes s,”</p>
<p>Numeral IV, numeral 2) del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: Claridad en la norma: se recomienda modificar la redacción para un mejor entendimiento.</p> <p>“(…)2) Para el caso de restricciones de máxima importación y exportación, el EOR identificará y calculará los montos de CARN a ser asignados a cada Mercado o Sistema Nacional responsable, partiendo de la sumatoria de las diferencias entre la sumatoria</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>de los flujos netos de potencia de las energías requeridas reportadas en las respectivas declaraciones de CF y los valores de MCTP utilizados en cada periodo de mercado para el Predespacho Regional producto de las restricciones nacionales, cuando el flujo neto de potencia de las energías requeridas reportadas en las respectivas declaraciones de CF sea mayor que los valores de MCTP utilizados en cada periodo de mercado, como se describe en la siguiente formulación: (...)”</p>
<p>Numeral IV, numeral 3) del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: “Claridad en la norma: a) se recomienda modificar la redacción para un mejor entendimiento. b) Eliminar la referencia a restricción de porteo. El Costo Asociado a Restricciones Nacionales de Porteo (CARNP), se describe en el numeral 9.3.3.4 de la presente propuesta normativa.</p> <p>”3) Para el caso de restricciones a las capacidades operativas de transmisión entre áreas de control y porteo, el EOR identificará y calculará los montos de CARN a ser asignados a cada Mercado o Sistema Nacional responsable, partiendo de la sumatoria de las diferencias entre la <u>sumatoria</u> de los flujos netos de potencia de las energías requeridas programadas de los CF y los valores de MCTP utilizados en cada periodo de mercado para el Predespacho Regional producto de las restricciones nacionales, cuando los flujos netos de potencia de las energías requeridas programadas de los CF sean mayores que los valores de MCTP utilizados en cada periodo de mercado, y los flujos del predespacho sean iguales como se describe en la siguiente formulación: (...)”</p>
<p>Numeral IV, numeral 3) del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR “Eliminar la referencia a restricción de porteo. El Costo Asociado a Restricciones Nacionales de Porteo (CARNP), se describe en el numeral 9.3.3.4 de la presente propuesta normativa.</p> <p>”MCTPTRANS-POR_{h,s}: capacidades máximas de transmisión de un conjunto c de elementos de la RTR, determinadas por el EOR, para las restricciones de Transferencia y Porteo utilizada para el Predespacho Regional en la hora h del mes s.”</p>
<p>Numeral IV, numeral 4) del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR:” Claridad en la norma: se recomienda modificar la redacción indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DT, para un mejor entendimiento.</p> <p>”CARN_{h,s}: monto horario h de CVT Neto de los elementos de transmisión que resultan deudores a la Cuenta General de Compensación en el mes s, después de descontar los pagos a los titulares de DTy cumpliendo las condiciones establecidas en las Resoluciones CRIE-112-2018 y CRIE-06-2019.”</p>
<p>Numeral VIII, del Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: “Eliminar la referencia a restricción de porteo. El Costo Asociado a Restricciones Nacionales de Porteo (CARNP), se describe en el numeral 9.3.3.4 de la presente propuesta normativa.</p> <p>TRANS-POR: Restricciones de transferencia entre áreas de control y porteo”</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Numeral 9.3.2 del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "Claridad en la norma: a) Para un mejor entendimiento, se recomienda modificar la redacción indicando que los pagos se realizan a los titulares de DT no a los DI. b) Tomar en cuenta que el traslado a la CGC se realiza por elemento de transmisión, lo cual es oportuno agregarlo a la redacción.</p> <p>Se establecerá el Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN), como el monto que resulte como cargo a la CGC por elemento de transmisión perteneciente a la RTR en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los titulares de DT, para el caso que durante la operación comercial del MER, dicho CVT sea afectado por la existencia de condiciones restrictivas generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, que limiten las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), produciéndose que: al las Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF); o b) las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF, para lo cual se deberá aplicar el siguiente procedimiento:"</p>
<p>Numerales 9.3.3 y 9.3.4 de Libro III del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "Entendemos que la utilización, por parte de la CRIE, de términos de corrección de los Cargos Complementarios que reflejan la redacción que las restricciones existentes en las redes nacionales provocan en los intercambios de energía entre sistemas, con respecto a los mínimos esperados, suponen una manera de corregir un diseño de partida de los cargos de red regionales que no proporciona incentivos a la eficiencia en el largo plazo. Interpretamos que, mediante estos términos de corrección (CARN_RESpar,s, CARN_NO_RESpar,s, CARNPp,s) se pretende que los cargos, en este caso, los Cargos Complementarios, pagados por las agencias de aquellos países que crean restricciones de red nacionales reservadas, del tipo ya indicado, se van incrementados con respecto a los Cargos Complementarios pagados por los agentes de otros sistemas, todo esto con el objetivo de reflejar el hecho de que la red de los primeros es empleada, fundamentalmente, por transacciones nacionales, lo que no permite su uso por parte de las transacciones regionales, mientras que las redes de los países que no crean estas restricciones es empleada en mayor medida por las transacciones regionales. Sin embargo, esta realidad debería reflejarse en el cálculo de los cargos de red mediante la aplicación de un método de asignación del coste de cada instalación de red regional que reflejase el uso esperado a hacer de la misma por parte de los agentes de unos y otros países. Si en un determinado período de tiempo, período regulatorio, los cargos calculados a priori no reflejan esta realidad porque no era la esperada en el momento de su cálculo, en sucesivos períodos regulatorios el cálculo de los cargos de red se podría adaptar para reflejar, ya sí, esta realidad."</p>
<p>Numeral 9.3.3 de Libro III de RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "Existen numerosos aspectos de la propuesta que se beneficiarían de una especificación, o definición, más concreta de los mismos. En primer lugar, de cara al cálculo de los términos CARN_RESpar,s y CARN_NO_RESpar,s, que</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>modifican los Cargos Complementarios a través de las Compensaciones del MER (CMMp,s), se solicita que la CRIE confirme si: i) los conjuntos de países 'responsables' y 'no responsables' son conjuntos disjuntos; ii) la determinación de los países responsables se lleva a cabo independientemente para cada periodo de mercado (hora); y iii) la determinación de los países responsables en un periodo de mercado se lleva cabo en función de si las restricciones de red nacionales en estos países originan, o no, una disminución de la Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre países por debajo de la mínima establecida, con independencia de que las restricciones de cada país den lugar a CVTn negativos o no."</p>
<p>Numeral 9.3.2 del Libro III y Anexo "Q" del Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: "En el numeral 9.3.2 se incluye el Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN), respecto a ese costo las consultas y observaciones son las siguientes:</p> <p>a. En el caso de realizarse las modificaciones propuestas asociadas a la reducción de las Energía Requeridas (ER), por actualizaciones de las MCTP, detallar y explicar cuáles son las condiciones a las que se hace referencia en el numeral 6.2.1.2.2 Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN) del "Informe de Diagnóstico Extraordinario - Revisión Integral del RMER - Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional" (Informe CRIE) , la CRIE señala: "Se han identificado la necesidad de su integración al RMER hasta tanto se <u>mantengan las condiciones que dieron origen a los CARN</u> y que fueron establecidas en la metodología antes referida (CRIE-112-2018)".</p> <p>b. Adicionalmente, considerando el análisis realizado por la CRIE en el numeral 7.3.1 del informe de la CRIE antes referido, dado que con las modificaciones asociadas a reducir las ER, se elimina la posibilidad del CARN o, como se menciona en ese informe, se "reduce al mínimo la componente de los CARN", se recomienda eliminar las disposiciones asociadas al CARN (del numeral 9.3.2 del Libro III y Anexo Q del Libro III propuesto). A continuación, se transcribe lo señalado por la CRIE en el numeral 7.3.1:</p> <p>"7.3.1. Diseño General</p> <p>La Energía Requerida (ER) asociada a la parte compradora de un CF, es considerada como un retiro físico con prioridad de abastecimiento, de tal forma que si su contraparte de venta está imposibilitada para el abastecimiento de la misma, debido a restricciones en la red de transmisión, el abastecimiento de dicha energía es cubierta con prioridad por otras ofertas de inyección que existan en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), al precio que sea.</p> <p>Lo anterior introduce una condición crítica, cuando las ER de los CF son abastecidas con ofertas de inyección con precios más altos que el precio dispuesto a pagar por el vendedor del CF (reemplazo de inyección), esto genera una ineficiencia en la optimización del predespacho, que se traduce en transferir la</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>diferencia entre dichos precios al CVT, ya que esta diferencia se convierte en un costo no agregado a las transacciones y por lo tanto con afectaciones al MER, las cuales constituyen otra componente de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) establecido mediante la resolución CRIE-112-2018.</p> <p>Para evitar que las ER de los CF, sean abastecidas con energía más cara, que lo dispuesto a pagar por la contraparte de venta de CF, se propone reducir las ER ante una eventual limitación generada por las actualizaciones a las MCTP o restricciones operativas a la red de transmisión, en proporción a la incidencia de los flujos de potencia, en el predespacho regional, asociados a cada CF, ante la existencia de limitaciones en la red de transmisión que impidan el abastecimiento de la ER del CF por su contraparte, <u>por lo que esta propuesta reduce al mínimo la componente de los CARN asociado al abastecimiento de las energía requeridas a precios mayores que la oferta de la contraparte de venta de los CF.</u> (Subrayado y negrita propio).</p> <p>Si con las modificaciones asociadas a la reducción de las ER no solo se minimiza, sino que incluso se elimina la generación de CARN, no tiene sentido incorporar esas disposiciones en el RMER.</p> <p>c. Otras consideraciones que refuerzan los argumentos para eliminar las disposiciones asociadas al CARN son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> La CRIE no ha explicado teóricamente, ni en el "Informe CRIE" ni cuando aprobó la Resolución CRIE-112-2018 ni en ninguna otra circunstancia, por qué, según la definición y forma de cálculo propuesta, el CARN es un sobrecosto, ya que como hemos manifestado en audiencias anteriores, se considera que con la aprobación del CARN a los países o sistemas eléctricos nacionales, que han limitado las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), por razones de seguridad de su sistema y el regional, se les ha trasladado el costo total del CVT de cada período de mercado en el que ha habido afectación y no únicamente el sobrecosto que se deriva de la restricción (es decir, la diferencia del costo asociado a la condición con restricción menos el costo asociado a la condición sin restricción). <p>Cabe señalar que en distintas oportunidades se le ha solicitado a la CRIE que explique y justifique por qué el CARN, tal cual está definido, representa, según su opinión, un sobrecosto, sin embargo, a la fecha no se ha identificado alguna resolución o informe de la CRIE que contenga una explicación teórica de lo anterior, siendo el caso que, de conformidad con nuestra opinión, no se calcula en realidad como un sobrecosto.</p> <p>Como muestra de la falta de fundamento para aprobar la normativa del CARN, se observa que en el Informe de la CRIE sobre el Proceso de Consulta Pública 01-2019, no fueron analizados los comentarios presentados por esta institución en lo pertinente al procedimiento de</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>edilento de los montos CARN (PCARN). En cuanto a la aclaración puntual solicitada en esa consulta de por qué el CARN no se calculaba como un diferencial respecto a una condición de referencia, se expresó lo siguiente:</i></p> <p><i>"En ese sentido, se aclara que la decisión de establecer los CARN y asignarlos a los países responsables fue una decisión que se adoptó mediante la resolución indicada [CRIE-112-2018], misma que se encuentra en firme y que por medio de la presente consulta pública no se pretende revisar o modificar tal decisión. Por lo anterior, no se identifica procedente la observación presentada"</i></p> <p><i>En esta oportunidad, se considera que no correspondiera que la CRIE proporcionara una respuesta como la anterior, en vista de que de lo que se trata en esta ocasión es de aprobar como parte del RMER una metodología que hasta el momento se encuentra contenida en resoluciones individuales, por lo que adquirirá una carácter permanente pese a que la CRIE señale que se aprobaría transitoriamente "hasta tanto se mantengan las condiciones que dieron origen a los CARN" -. En razón de lo anterior, no se justifica que dicha metodología se eleve a la categoría de normativa del RMER sin que se haya proporcionado el correspondiente fundamento técnico.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <p><i>• Otra inconsistencia de la normativa del CARN es la siguiente: de conformidad con la Resolución No. CRIE 2018 112, la compensación mensual del MER se reparte actualmente entre cada uno de los países miembros del MER en proporción a sus respectivas demandas. Por otra parte, los montos cobrados por CARN a los países responsables, se reparten a los países no responsables, con base en las mismas proporciones en que se reduce para cada país la compensación mensual del MER cuando se efectúan extracciones monetarias de la Cuenta General de Compensación, es decir, con base en el volumen de demanda de cada país no responsable, de forma tal que la repartición de la compensación mensual del MER y del CARN NO RES, se efectúa de acuerdo con el mismo criterio: en proporción a la demanda de cada país.</i></p> <p><i>Respecto a lo anterior, llama la atención la siguiente inconsistencia, para compensar a los países dentro de las modificaciones sometidas a consulta: En el caso de la Compensación Mensual del MER (CMM) se está proponiendo un cambio de forma tal que ésta se reparta en función de la contribución (CVT e IVVT) de cada país a los ingresos de la Cuenta General de Compensación (CGC), lo cual tiene racionalidad económica, pero en el caso del denominando CARN NO RES, la propuesta establece que se continúe repartiendo en función de las demandas de cada país, siendo el caso que, por lo que se explicó anteriormente, se considera que se debería aplicar el mismo criterio de repartición que para la Compensación Mensual del MER.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Como resultado de las observaciones anteriores que evidencian las inconsistencias que la normativa del CARN contiene, se solicita que ésta no se incluya en el RMER, en especial si, de conformidad con el documento sometido a consulta, se aprueban las modificaciones relacionadas con la reducción por parte del EOR de las energías requeridas, dado que se eliminarán los problemas de sobrecostos regionales debido a las restricciones nacionales, tal como es reconocido por la misma CRIE a través del informe CRIE, razón por la cual se deberá dejar sin efecto la resolución CRIE-105-2018 mediante la cual se restringió a cero los derechos firmes con nudo de retiro en El Salvador,</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>9.3.2 Cuenta General de Compensación (CGC) asociada a los Cargos Complementarios.</i> <p><i>"(...)</i></p> <p><i>Se establecerá el Costo Asociado a Restricciones Nacionales (CARN), como el monto que resulte como cargo a la CGC en concepto de CVT neto después de descontar los pagos a los DT, para el caso que durante la operación comercial del MER, dicha CVT sea afectado por la existencia de condiciones restrictivas generadas por los mercados o sistemas eléctricos nacionales, que limiten las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP), produciéndose que: a) las Rentas de Congestión (RC) de los Derechos Firmes resulten mayores que los Cargos en el Mercado de Oportunidad por los Contratos (CMORC) pagados por los Contratos Firmes (CF); o b) las Energías Requeridas de los CF sean abastecidas por ofertas de venta de oportunidad mayores que la oferta de flexibilidad de la parte vendedora del CF, para lo cual se deberá aplicar el siguiente procedimiento:</i></p> <p><i>a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN, provocados por las condiciones antes indicadas e identificará los mercados nacionales responsables.</i></p> <p><i>b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada semestre del año.</i></p> <p><i>c) Cada mes, cuando se aplican los descuentos por CMM a los CC, se aplicará una reducción a los CMM que le corresponde a las demandas de los mercados nacionales identificados por el EOR como responsables de los CARN, y un incremento a los CMM del resto de demandas de los mercados nacionales no responsables, con base al valor mensual del CARN conforme el numeral 9.3.3.2.1 de esta sección." (Subrayado propio)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Numeral 9.3.3.2 Cálculo de la CMMp,s. Criterio de distribución.</i>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES-COMENTARIOS
	<p><i>[Faint handwritten notes and formulas]</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Distribución del CARN entre los países no responsables: <p><i>[Faint handwritten notes]</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Anexo "Q" "Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable del Libro III del RMER."
Anexo "Q" del Libro III del RMER.	<p>SIGET: <i>"Por las observaciones señaladas en la observación 3 se recomienda no incluir este anexo en el RMER.</i></p> <p><i>Anexo "Q" del Libro III - "Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable"</i></p>
Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER y Numeral 9.3.3, del Libro III del RMER	<p>UT: <i>"Las nomenclaturas CARN y CARNP son improcedentes porque:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Conforme a la solicitud realizada en la carta de remisión, así como en las siguientes observaciones, al incorporarse el Anexo "Reconfiguración de Derechos de Transmisión" (Nuevo Anexo T de la observación número 39 de esta misma hoja), dicho procedimiento indicado en el Anexo elimina toda posibilidad de insuficiencia financiera, haciendo en todos los periodos de mercado que la Renta de Congestión de los DF, sea igual al CMORC. Esta condición hace que en todos los periodos de mercado el CARN, y el CARNP, sean iguales a cero. Además, luego de redefinir los CYT DT y hacerlos coherentes con el predespacho regional, además que estos se definen de carácter indicativo y no tienen efecto en los procesos de conciliación, los literales a) y b) de la definición del CARN dejan de tener razón de ser. Por lo tanto, la incorporación del CARN en el RMER ya no es congruente.</i> 2. <i>En el Anexo propuesto "Reconfiguración de Derechos de Transmisión", la suficiencia financiera está asegurada porque, aunque la energía requerida de un contrato firme sea abastecida por una oferta de oportunidad pura con precio mayor, la renta de congestión será igual al CMORC del contrato y siempre se podrá pagar.</i> 3. <i>El Anexo Q ya no tiene razón de ser, porque este procedimiento identifica los CARN para cada país responsable y con el Anexo propuesto el CARN siempre será cero.</i>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Se solicita no incluir en la sección de Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER,</i></p> <p style="text-align: center;"><i>lo</i></p> <p style="text-align: right;"><i>siguiente:</i></p> <p>CARN: Costo Asociado a Restricciones Nacionales CARNP: Cargo Asociado a Restricciones Nacionales que afectan la capacidad de porteo del país</p> <p><i>Nota: ver carta de remisión de observaciones a esta Consulta Pública.</i></p> <p><i>Se solicita no incluir todo lo relacionado al CARN y CARNP en el numeral 9.3.2 y 9.3.3 del Libro III del RMER."</i></p>
<p>Anexo Q del Libro III del RMER</p>	<p>UT: <i>"El procedimiento para la identificación de los CARN y CARNP para cada país responsable es improcedente porque:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Conforme a la solicitud realizada en la carta de remisión, así como en las siguientes observaciones, al incorporarse el Anexo "Reconfiguración de Derechos de Transmisión" (Nuevo Anexo I de la observación número 39 de esta misma hoja), dicho procedimiento indicado en el Anexo elimina toda posibilidad de insuficiencia financiera, haciendo en todos los periodos de mercado que la Renta de Congestión de los DF, sea igual al CMORC. Esta condición hace que en todos los periodos de mercado el CARN, y el CARNP, sean iguales a cero. Además, luego de redefinir los CVT DT y hacerlos coherentes con el predespacho regional, además que estos se definen de carácter indicativo y no tienen efecto en los procesos de conciliación, los literales a) y b) de la definición del CARN dejan de tener razón de ser. Por lo tanto, la incorporación del CARN en el RMER ya no es congruente.</i> <i>2. En el Anexo propuesto "Reconfiguración de Derechos de Transmisión", la suficiencia financiera está asegurada porque, aunque la energía requerida de un contrato firme sea abastecida por una oferta de oportunidad pura con precio mayor, la renta de congestión será igual al CMORC del contrato y siempre se podrá pagar.</i> <i>3. El Anexo Q ya no tiene razón de ser, porque este procedimiento identifica los CARN para cada país responsable y con el Anexo propuesto el CARN siempre será cero.</i> <p><i>Se solicita no adicionar al Libro III del RMER el Anexo "Q" denominado "Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable", eliminando todo el contenido del Anexo "Q" propuesto, incluyendo toda la formulación matemática, las tablas del romano vi y el diagrama del romano viii."</i></p>

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LOS COSTOS ASOCIADOS A LAS RESTRICCIONES NACIONALES

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación.

Por otro lado, es importante indicar que debido a que las propuestas regulatorias sometidas a consulta pública, relacionadas con la Renta de Congestión y la reducción de las Energía Requeridas, fueron aprobadas para su incorporación al RMER, se identificó necesario derogar la regulación actual relacionada con los CARN.

3.7 CARGOS ASOCIADOS A RESTRICCIONES NACIONALES DE PORTEO (CARNP)

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPOSTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES COMENTARIOS
Numeral 9.3.2 del Libro I del RMER.	ENEL FORTUNA – ENEL GUATEMALA: "Entendemos que el propuesto Cargo Asociado a Restricciones que afecta al Porcentaje (CARNP), tiene como objetivo emitir una señal económica que cubra las restricciones nacionales sin embargo, esto no asegura que los países destinen fondos para realizar las inversiones necesarias".
Numeral 9.3.4 del Libro II del RMER.	ENEE: "no se proporcionan ejemplos como en el caso del CARV"
Numeral 9.3.4 del Libro III del RMER.	ENEE: "El nuevo concepto CARNP es discriminatorio, los países como Guatemala y Panamá no recibirán beneficio con este concepto"
Numeral 9.3.4 del Libro II del RMER.	ENEE: "Se solicita mayor claridad en cuanto al cálculo del PE"
Numeral 9.3.4 del Libro II del RMER.	ANDE: "Se detecta error en las fórmulas matemáticas propuestas, según convenciones de universal. El Tratado Marco Interoceánico establece reglas objetivas y transparentes. En las fórmulas del numeral 9.3.4 Cálculo de los CARNP, se debe corregir el subíndice de las variables al cual se le corresponde."

forrest
284

⊕ 7

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER	<p>AMM: "Se advierte incongruencias e inconsistencia entre la nomenclatura y las formulas. El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes. Aclarar qué significa el superíndice n' que se incluyó en la fórmula del VA porteo,s."</p>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	<p>AMM: "Se advierte incongruencias e inconsistencia entre la nomenclatura y las formulas. El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes. Corregir el párrafo que define el Promedio ponderado de los Factores de No Afectación FA p,d,e debería de ser FNA p,d,e."</p>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER..	<p>CND ETESA: "Este concepto es nuevo, es recomendable incluir ejemplos más detallados de esta formulación. No se comprende cuáles son las condiciones para el cálculo."</p>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER	<p>ARESEP: "Pareciera que la fórmula es circular, es decir en el cálculo del componente de abono CARNP^CA se incluye en la fórmula el componente del cargo CARNP^CC; y en los valores económicos multiplicados por la afectación, se multiplican las afectaciones por las no afectaciones, no me queda claro el porqué, pues en la fórmula inmediata anterior tendrían un peso relativo diferente."</p>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Se solicita a la CRIE confirmar si habrá eximentes para el caso de las Capacidades de Porteo. Se recomienda eliminar de la normativa propuesta lo relacionado con el Cargo Asociado a Restricciones Nacionales de Porteo"</p>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	<p>EOR: "Consistencia con la norma: en caso que el Factor de Afectación sea igual a cero para todas las áreas de control, se obtendrían valores indeterminados (denominador es igual a cero), es decir cuando todas las áreas de control resulten con una MCTP de Porteo mayor o igual que la CAP MIN.</p> $CARNP_{p,d,s}^C = VA_{porteo,s} * \left(\frac{FA_{p,d}}{\sum_{p=1}^n FA_{p,d}} \right)$ <p>si $\sum_{p=1}^n FA_{p,d} = 0$, entonces $CARNP_{p,d,s}^C = 0$</p> <p style="text-align: center;">”</p>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER, página 71/144 de la propuesta.	<p>EOR: "Consistencia con la norma: en caso que el Factor de No Afectación sea igual a cero para todas las áreas de control, se obtendrían valores indeterminados (denominador es igual a cero), es decir EOR: cuando todas las áreas de control resulten con una MCTP de Porteo menor que la CAP MIN.</p>

① 7

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	$CARNP_{p,d,s}^A = VA_{p,orteo,s} * \left(\frac{FNA_{p,d}}{\sum_{p=1} FNA_{p,d}} \right)$ $\text{Si } \sum_{p=1} FNA_{p,d} = 0, \text{ entonces } CARNP_{p,d,s}^A = 0$
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	EOR: "Consistencia en la norma, agregar referencia al mes "s" <i>".. determinado para el día "d" perteneciente al mes "s"</i>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER	EOR: "Agregar a la norma, la definición de restricción nacional al servicio de porteo y ajustarla de acuerdo a lo establecido en esta sección."
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	EOR: "Corregir la redacción, dice "porte" en vez de "porteo" <i>IARM_{j,s} = Ingreso Autorizado Regional mensual (IARM_j) de los tramos no interconectares "j" de la RTR que cuentan con IAR, de los países que cuenta con el servicio de porte porteo regional, para el mes "s"</i>
Numeral 12.1.2.3 del Libro III del RMER	EOR: "Consistencia en la norma <i>El monto total del Peaje y CC Ingreso a cobrar TotalPEAJEs más el Ingreso a cobrar TotalLCCsj recolectado por el EOR más los montos de las CMM y los montos de abono por CARNP, servirán para constituir los fondos necesarios para el pago de los IARM de cada instalación de la RTR, cualquier monto remanente de esta operación, se asignará a la CGC."</i>
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	CDMER CONSULTORES: "Se debe proporcionar una definición de Porte que incluir en el Glosario del Libro I del RMER también."
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	CDMER CONSULTORES: "Se deben explicitar los procedimientos a utilizar por la CRIE para el cálculo del Factor de Gradualidad (FG), y del Factor Económico (FE), considerados en el cálculo del factor VA _{porteo,s} que interviene en el cálculo de los términos CARNP _{p,s} . Al menos, de debiera explicitar claramente los criterios que la CRIE debe considerar en su determinación. Se asume que el factor 'FE' debe representar, aproximadamente, la fracción en que los intercambios regionales se han visto reducidos como consecuencia de la existencia de restricciones nacionales, pero esto debiera ser confirmado en el texto de la propuesta de la CRIE."
Numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER.	SIGET:

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>“No se recomienda incorporar en el RMER la propuesta de CARNP a fin de penalizar a los países con restricciones de porteo por las siguientes razones:</i></p> <p><i>a. En principio, para analizar la propuesta, la CRIE tuvo que proporcionar un ejemplo de aplicación utilizando la información histórica de los años 2018 y 2019, y como mínimo debería haber estimado el impacto económico para los países con restricciones de porteo y la forma de distribución de esa penalización entre esos países. Lo anterior es relevante, para que cada país o regulador, previa aprobación del procedimiento, tenga conocimiento de un estimado del pago que tendrá que hacer por su restricción de porteo.</i></p> <p><i>b. Adicionalmente, la CRIE tuvo que haber analizado cuidadosamente el fundamento técnico y las consecuencias económicas de establecer esta penalización – CARNP - a los países con restricciones de porteo, ya que esas restricciones no se deben únicamente a que a nivel nacional no se realizan las inversiones en el sistema de transmisión, sino también a aspectos operativos, por ejemplo, para garantizar no solo la seguridad y confiabilidad del sistema nacional sino también la regional.</i></p> <p><i>Debe tenerse en cuenta que al penalizar a un país con un porcentaje del valor total regional del IAR mensual (no solo el IAR correspondiente al país, sino del resto de países, cuyo valor será un porcentaje un monto mensual del orden de 3 millones de dólares), implicaría para éstos, en el corto y mediano plazo, emplear recursos económicos para poder cumplir con el pago del CARNP, adicionales a los que requiere para realizar la inversión nacional, lo cual en vez de solucionar el problema lo podría agravar.</i></p> <p><i>c. Como se ha mencionado anteriormente, un aspecto importante para el diseño de incentivos o penalizaciones es que al Agente afectado por la restricción de porteo se le compense en proporción al perjuicio o sobrecosto que se le ocasionó, sin embargo, ése no es el criterio propuesto por la CRIE, ya que el CARNP establece la penalización por porteo a un país, asociándola a un porcentaje del IAR mensual de la región, el cual no guarda una relación directa con los sobrecostos ocasionados, por lo que, desde ese punto de vista, la señal económica propuesta es arbitraria. También se considera que es arbitrario el Factor de gradualidad (FG), sobre el cual no se establece ningún tipo de criterio para su determinación.</i></p> <p><i>Por lo anterior, no se considera adecuada la propuesta de CARNP, ya que la compensación sugerida no guarda una relación con el sobrecosto directamente originado por las restricciones de porteo de los países. Además, no se considera adecuado la distribución del mismo entre los países que fueron afectados (premiando a aquellos que cumplen la capacidad mínima de disponibilidad establecida en proporción al número de horas de no afectación), ya que no se compensa en función del perjuicio generado al país que cumple la capacidad mínima de porteo.</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>d. Por la explicada en el numeral 6.2.1.2.2 Costos Asociados a Restricciones Nacionales del "Informe de Diagnóstico Extraordinario - Revisión Integral del RMER - Diseño General y Normativa de Detalle de la Revisión Integral de Corto Plazo del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional", la señal económica del CARNP tiene por objeto garantizar una disponibilidad o capacidad mínima de porteo, la cual no necesariamente está asociada al uso o intercambios regionales, es por ello que este sobrecosto se ha incluido en el CC, que de conformidad con la propuesta de la CRHE, ese cargo se calcula con base en la disponibilidad de la RTR y no en función del uso o transacciones en esa red.</p> <p>"Por otro lado, y considerando lo abordado en la sección del Peaje del presente informe, se identifica necesario que a través del CC, se implemente un mecanismo que logre captar la señal económica de uso restringido de las transacciones regionales ante las variaciones en las MCTP, con el objetivo de incentivar a los países a realizar las inversiones necesarias para superar las limitaciones a la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros.</p> <p>Para lograr lo anterior, se propone considerar una señal económica mensual que capte las restricciones nacionales que impiden alcanzar la "capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros" establecida en el numeral 10.1.2 del Libro III del RMER, para uso de las transacciones regionales. Para este fin se propone implementar el <u>Cargo Asociado a Restricciones Nacionales que afectan el Porteo (CARNP)</u>, (...) (Subrayado propio).</p> <p>Considerando lo antes mencionado, resulta llamativo que para la determinación del monto CARNP se utilice un Factor Económico (FE) que es el resultado de intercambios regionales, como se menciona en el Informe antes referido y que se transcribe a continuación, valor que toma en cuenta: " i) el porcentaje de relación entre los intercambios regionales programados y los intercambios regional proyectados, conforme el mecanismo establecido en el capítulo 4 del Libro II de este reglamento, y ii) el incremento porcentual de los intercambios regionales proyectados, entre el escenario considerando las MCTP(p,d,e) y el escenario considerando la CAP MIN.", al respecto debe tenerse en cuenta que los intercambios a considerar (programados y simulados) dependen de múltiples variables, tales como exceso de generación en los países que se pueden comercializar en el MER, de precios de energía y combustibles, de la evolución de la demanda de los países, etc., de ahí que las afirmaciones siguientes del Informe CRHE (y los resultados ahí mencionados), no reflejan únicamente el cumplimiento de una disponibilidad mínima de porteo de la red de transmisión de los países. Lo mencionado anteriormente, es un argumento adicional para no incorporar el CARNP al RMER.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>A continuación, se transcribe lo relacionado al FE del informe CRIE antes mencionado.</i></p> <p><i>"1. Los intercambios en el MER se incrementarían 17.7% y 19.4% en los años 2017 y 2018, respectivamente (...)", lo anterior indica que se puede estimar un incremento porcentual entre el escenario con las MCTP y la capacidad mínima de un 20% para el año 2018.</i></p> <p><i>Por otro lado, en la tabla 3 "Intercambios Netos por País - Valores Totales Anuales en GWh" del informe antes referido, se observa que la proyección para el año 2018 de intercambios regionales se estimó en 4,225 GWh, y considerando que según la base de datos del EOR, durante el año 2018 se registró un volumen aproximado de 2,650 GWh reales programados, se puede considerar que el porcentaje de relación entre los intercambios regionales programados y los intercambios regional proyectados fue de un 63% aproximadamente.</i></p> <p><i>De lo anterior, para efectos del primer año de implementación del FE, se recomienda utilizar un valor igual a: $19.4\% * 62.8\% / 100^2 = 0.1218 \approx 0.12$."</i></p> <p><i>Finalmente, se señalan observaciones menores que evidencian que la propuesta no solo tiene inconsistencias regulatorias, sino también errores en la formulación propuesta de CARNP que dificultan su comprensión:</i></p> <p><i>e. El índice superior de la sumatoria de la fórmula $CARNP_{p,d,t}$, éste debería ser "Nds" y no "s".</i></p> <p><i>f. No está definido el índice superior (n') de la sumatoria de la fórmula $VA_{p,d,t}$.</i></p> $CARNP_{p,d,t} = \sum_{i=1}^n CARNP_{p,d,t,i} - CAP_{p,d,t,i} $ $CARNP_{p,d,t,i} = VA_{p,d,t,i} * \left(\frac{FNA_{p,d,t}}{\sum_{i=1}^n FNA_{p,d,t,i}} \right)$ $CARNP_{p,d,t} = \sum_{i=1}^n CAP_{p,d,t,i} * \left(\frac{FNA_{p,d,t}}{\sum_{i=1}^n FNA_{p,d,t,i}} \right)$ $FNA_{p,d,t} = \frac{FC + PE + \sum_{i=1}^n CAEM_{i,t}}{N_{p,d,t}}$ $FNA_{p,d,t} = \begin{cases} \frac{CAP_{MAX} - MCTP_{p,d,t,car}}{CAP_{MIN}} & ; \text{si } MCTP_{p,d,t,car} \leq CAP_{MIN} \\ 1 & ; \text{si } MCTP_{p,d,t,car} > CAP_{MIN} \end{cases}$ $FNA_{p,d,t} = \begin{cases} 1 & ; \text{si } MCTP_{p,d,t} \geq CAP_{MIN} \\ 0 & ; \text{si } MCTP_{p,d,t} < CAP_{MIN} \end{cases}$ <p>9.3.3.4 Cálculo de los CARNP</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>VA_{porteos} = Valor económico afectado por las restricciones nacionales al servicio de porteo, asociado a los montos del Ingreso Autorizado Regional mensual (IARM) de los tramos no interconectores de la RTP que cuenten con IAR, de los países que cuenta con el servicio de porteo regional, para el mes "s"</p> <p>FG = Factor de graduabilidad de aplicación del $CARNP_{p,s}$. Este valor será determinado por la CRIE mediante resolución.</p> <p>FE = Factor económico del VA_{porteos} asociado a: i) el porcentaje de relación entre los intercambios regionales programados y los intercambios regional proyectados, conforme el mecanismo establecido en el capítulo 4 del Libro II de este reglamento, y ii) el incremento porcentual de los intercambios regionales proyectados, entre el escenario considerando las $MCTP_{r,z,s}$ y el escenario considerando la CAP_MTN. Este valor será determinado por la CRIE mediante resolución, antes de cada mes de noviembre y su aplicación será el año siguiente.*</p>

RESPUESTA A LAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LOS COSTOS ASOCIADOS A LAS RESTRICCIONES NACIONALES DE PORTEO

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación

3.8 OTROS

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos. La respuesta a las siguientes observaciones, se encuentra al final de este numeral.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 9.3.5 del Libro III del RMER.	<p>ARESEP: "No es clara la propuesta a qué se refiere con que "(...) ante insolvencia de pago, el EOR dará prioridad al pago de los IARM en la liquidación el MER.", ¿insolvencia de pago de quién o quiénes?, ¿y qué significa dar prioridad al pago del IARM en la liquidación? ¿Significa que no va a liquidar las transacciones o lo haría después de liquidar IARM?, y ¿a cuál liquidación le aplicaría esa prioridad a toda la liquidación mensual o solamente a los agentes que no paguen?"</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
Numeral 12.1.1 del Libro III del RMER.	ARESEP: "El numeral 12.1.1 se llama Remisión de información de la Energía de Retiro, no obstante, las subnumerales establecen Inyección y Retiro"
Numeral 12.1.2.1 del Libro III del RMER.	ARESEP: "Se considera que se deben revisar los subíndices de las variables de las fórmulas, En unos detalles de variables utilizan "ar" en otros "ai" para cada agente, mientras en las ecuaciones utilizan también "g" o "d"."
Numeral 12.4 Libro III del RMER.	ARESEP: "También se interrelaciona con el numeral 9.4.1 Método de Reasignación del cargo por peaje y del cargo complementario, se recomienda revisar."
Numeral 12.6 Libro III del RMER.	ARESEP: "4. El numeral 12.6 es igual que el numeral 9.4.2. De los cambios propuestos no pareciera modificarse la sección 9.4, por lo que deben revisar la consistencia y no repetición."
Numeral 2.9.3.7 del Libro II del RMER	EPR: "No se hace la relación a que este numeral ya había sido modificado por la Resolución CRJE 100-2018, además para cumplir el objetivo de consolidar la regulación, debe incorporarse todo el texto de la precitada resolución al RMER y derogarla para no tener dispersión."
Numeral 1.1.1 del Libro III del RMER	<p>EPR: "Por claridad, acotar que el régimen de remuneración es de la transmisión regional, y no de otros componentes/cargos del mercado.</p> <p>La línea final "Todo ello siguiendo lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central", es una clarificación que hace suponer que los textos donde no se dice, es que no se cumple. Por ello se propone eliminar.</p> <p>1.1.1. El objeto general del Libro III es establecer los criterios, procedimientos, instrucciones y disposiciones relacionadas con el Servicio de Transmisión aplicables al Ente Operador Regional (EOR), los Operadores de Sistema y de Mercado Nacionales (OS/OM) y a los Agentes del Mercado Eléctrico Regional (MER). El presente Libro define los derechos y obligaciones de las partes antes mencionadas, las reglas para el acceso y conexión, la planificación y expansión, el régimen de remuneración, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) y el Régimen de Calidad de Servicio, todos ellos de la Red de Transmisión Regional (RTR)."</p>
Numeral 9.3 del libro III del RMER.	EPR: "Considerar pasar al Libro I en Glosario la definición de Cargos Regionales de Transmisión que se ha incorporado en este apartado."
Numeral 9.4.1 del Libro III del RMER	EPR: "Si bien este numeral no se ha propuesto modificar, es necesario hacerlo para tener consistencia. Lo anterior, en virtud que el numeral 9.4.1 del libro III se refiere a los numerales 9.3.13 y 9.3.14 que ya no existen, verificar que se reemplazan por los nuevos numerales 9.3.4.7 y 9.3.4.8"

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS								
	<p>9.4.1 El OS/OM de cada País, en representación de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, podrá pagar al EOR los montos que resultan de aplicar los criterios establecidos en los Numerales 9.3.4.7 y 9.3.4.8. Los Agentes que inyectan y Agentes que retiran de cada País deberán presentar garantías de pago por estos montos."</p>								
<p>Numeral 12.4 del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "Si bien se establece al inicio del numeral que cada agente del mercado debe presentar garantías para cubrir los cargos regionales de transmisión, la realidad es que los agentes que no tienen interés de hacer transacciones en el MER y por ello no están habilitados, no ponen la garantía y con la propuesta que se está haciendo para asignación del peaje y CC, se está poniendo en riesgo la solvencia del MER. Por lo anterior, reiteramos que la asignación de cargos debe hacerse a la demanda y mientras no se tenga certeza de la garantía de pago (por medio de las normativas nacionales/ interfaces regulatorias) no se debe modificar la asignación de cargos."</p>								
<p>Numeral 9.4.2 del Libro III del RMER</p>	<p>EPR: El texto propuesto es el mismo que el texto del numeral 9.4.2 del Libro III de RMER. Se debe dejar un solo numeral para tender el tema por lo que CRIE debe considerar modificar el apartado 9.4 actual.</p>								
<p>Numeral 12.6 del Libro III del RMER.</p>	<p>EPR: "Consistente con nuestra observación #36 relacionada con la modificación al numeral 15.6, no se puede pretender que EPR esté sujeta a dos regímenes de calidad, y el texto del numeral 12.6 de la propuesta al 9.4.2 del Libro III refuerza que no puede haber doble remuneración porque no hay doble régimen, y por tanto, debe atenderse la modificación propuesta por EPR al numeral 15.6 del Anexo I del Libro III."</p>								
<p>Numeral 5.2 y 16 del Libro III del RMER</p>	<p>HIDROXACBAL: "El pago por servicios complementarios asociados a las transacciones de exportación se requieren a ambos países que realizan la transacción. Es decir que dicho monto es pagado dos veces por la transacción. Es necesario realizar una armonización normativa para evitar que los cargos asociados a la transacción de exportación entre dos áreas de control sea asignado a ambas áreas de control, siendo el país que inyecta a quien debiese asignársele dicho cargo</p> <p>Propuestas:</p> <table border="0"> <tr> <td>Estudios</td> <td>de</td> <td>Seguridad</td> <td>Operativa</td> </tr> <tr> <td>numeral</td> <td></td> <td></td> <td>5.2.7.3</td> </tr> </table> <p>Los estudios de seguridad operativa pueden incluir los requerimientos de reservas para regulación primaria y secundaria de frecuencia.</p> <p>Los requerimientos de pagos de reservas deben ser para el país que inyecte y el área de control que recibe la energía debe quedar excluida de dicho pago para evitar duplicar el costo al requerir a ambas áreas de control</p> <p>Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la</p>	Estudios	de	Seguridad	Operativa	numeral			5.2.7.3
Estudios	de	Seguridad	Operativa						
numeral			5.2.7.3						

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la Regulación Regional de la frecuencia.</i></p> <p><i>Estos Criterios de Calidad, Seguridad y Despacho deberán ser cubiertos de tal manera que no se genere un doble pago a las transacciones regionales, por lo que deberá asignarse al que inyecta y las áreas de control donde se retire se excluiría de dicho cargo en concepto de servicio complementario”</i></p>
<p>: Capítulo 9 del Libro III del RMER.</p>	<p>EOR: “1. Para procedimientos de interés general se considere siempre un periodo indicativo y en la implementación del presente caso, posterior al periodo de los nueve meses se incluya un periodo indicativo de tres meses, que permita a la CRIE, determinar, cuantificar y valorar los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo del MER, así como en los aspectos económicos que podrían surgir de los diferentes cambios normativos y que dichas modificaciones y resultados de las mismas, sean revisadas interinstitucionalmente y con los diversos actores del MER.</p> <p><i>Y sí como resultado de la evaluación del periodo indicativo, el Regulador identifica necesario realizar ajustes a la normativa regional, se le otorgue al operador regional, el plazo necesario para efectuar los ajustes a los procesos técnicos, comerciales y desarrollos informáticos.</i></p> <p>2. La CRIE realice talleres dirigidos a los agentes del MER, OS/OM y el EOR, para explicar cómo se aplicarán los cambios a la normativa regional.</p> <p>3. La aplicación de los cambios normativos, inicien posterior a la finalización del periodo indicativo y a la determinación, cuantificación y valoración de los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo del MER.</p> <p>4. Las aplicaciones de los cambios normativos inicien un día primero de un mes específico.”</p>
<p>Glosario del Libro I del RMER</p>	<p>EOR: “Claridad en la norma, en la definición de Peaje se debe hacer referencia al IARM que es mensual y considera los Descuentos por Disponibilidad (DPI) y no debe hacer referencia al IAR que es anual.</p> <p><i>Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR IARM, asociado al uso de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<i>Transmisores, que inyectan y retiran en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro."</i>
Glosario del Libro I del RMER	<p>EOR: "Claridad en la norma, en la definición de Cargo Complementario se debe hacer referencia al IARM que es mensual y considera los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) y no debe hacer referencia al IAR que es anual.</p> <p><i>"Es uno de los Cargos Regionales de Transmisión para remunerar el IAR IARM, asociado a la disponibilidad de la RTR, cuyo pago es realizado por los Agentes, excepto Transmisores que tienen la capacidad de inyectar y retirar en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro, y es la parte del IARM que no se recolecta a través del Peaje, CVT e IVDT."</i></p>
Glosario del Libro I del RMER	<p>EOR: "Claridad en la Norma:</p> <p>1) Hacer referencia a la periodicidad mensual y agregar que es por "elemento de transmisión"</p> <p>2) Aclarar si el Ingreso a Recolectar (IR) es igual al Ingreso a Recolectar (CI) establecido en E1.11. En consideración de lo anterior es necesario agregar la definición de Ingreso a Recolectar y su formulación matemática en caso aplique.</p> <p><i>"IR: Ingreso a recolectar mensualmente por elemento de transmisión"</i></p>
Numeral 9.3 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Una vez sea aprobada la resolución se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recursos necesarios para las siguientes tareas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Preparación de los TDR. - Análisis - Desarrollo Informático. - Pruebas, validación y certificación del módulo. - Puesta en Producción."
Numeral 9.3.5 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Consistencia en la norma, sustituir "Regional" por "Regionales".</p> <p><i>El IARM de cada instalación de transmisión, se asignará al Agente Transmisor propietario de la instalación y se incluirá en el Documento de Transacciones Económicas Regionales Regional (DTER) respectivo."</i></p>
Numeral 12.4 del Libro III del RMER	<p>EOR: "La Regulación Regional vigente no establece un mecanismo regulatorio de cobro más efectivo para aquellos agentes que solamente demandan energía en su país de origen, y a los cuales se les aplican Cargos Regionales; situación que previamente ha sido manifestada a la CRIE en el numeral 3.5 del Informe de Regulación del MER correspondiente al período junio – noviembre 2013"</p>
Numeral 12.5 del Libro III del RMER	<p>EOR: "Se recomienda eliminar el siguiente texto: "de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.7.12 del Libro II de este reglamento" y sustituir por: "de acuerdo a lo establecido en el RMER"</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>Con la redacción actual se comprende que el no pago de las obligaciones en la fecha de vencimiento, se procederá sólo con lo establecido en el numeral 2.7.12, y también se aplican otros numerales establecidos en el RMER, como por ejemplo el 1.9.3 y 2.9.4 del Libro II.</p> <p>El no pago de las obligaciones de los agentes en el MER o el OS/OM en la fecha de vencimiento del respectivo documento de cobro por Cargos de Transmisión, se procederá de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.7.12 del Libro II de este reglamento RMER.</p> <p>El no pago de las obligaciones de los agentes en el MER o el OS/OM en la fecha de vencimiento del respectivo documento de cobro por Cargos de Transmisión, se procederá de acuerdo con lo establecido en el RMER."</p>
Glosario del Libro I del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "Se considera necesaria la actualización de la definición del Ingreso a Recolectar (IR) de las instalaciones de la RTR. Se recomienda la siguiente definición. 1) Ingreso a Recolectar de una instalación 'L' considerado en el cálculo del Peaje correspondiente a la misma: IARL mensual - CVTn - IVDT; 2) Ingreso a Recolectar de una instalación 'L' considerado en el cálculo del Cargo Complementario (CC): IARL mensual - CVTn - IVDT - IngresosL Peaje ($\sum u RL(u)$). No deducir los ingresos por CVTn e IVDT del monto a recolectar con los Peajes y Cargos Complementarios daría lugar a un trasvase de ingresos, por CVTn e IVDT, entre unos meses y otros, a la hora del cálculo de Peajes y Cargos Complementarios, que no se considera justificado."</p>
Glosario del Libro I del RMER, Apartados 9.3.3 y 9.3.4 12.1.2.3 del Libro III del RMER	<p>CDMER CONSULTORES: "Como se ha indicado anteriormente (Comentario '1'), no parece eficiente que las Rentas de Congestión (CVTn e IVDT) generadas por las instalaciones de red en cada mes se integren, sin haber sido deducidas antes de los montos a recuperar por Peajes y Cargos Complementarios en dicho mes, en una CGC cuyo saldo se dedica al cálculo de las Compensaciones del MER (CMM) utilizadas para minorar los cargos a pagar en meses posteriores. El saldo de la CGC se reparte entre los países, en estos meses posteriores, y a través de las CMM, en proporción a las rentas de congestiones generadas en cada uno de estos países en dichos meses posteriores. Pero esto da lugar a un trasvase de rentas entre meses que constituye, en la práctica, un subsidio entre agentes usuarios de la red. Cada mes, las rentas de congestión globales (CVTn e IVDT) generadas en el conjunto de la región en meses anteriores se reparten en función de las rentas creadas en cada país el mes actual. Dado que los usuarios de la RTR pueden variar de un mes a otro, y, en general, lo harán, esto constituye una fuente de posibles ineficiencias, por subsidios indebidos. ¶El monto recaudada en forma de Rentas de Congestión para cada instalación de la RTR (los CVTn e IVDT correspondientes a dicha instalación) se debiera dedicar, junto con los montos recaudados por Peaje y Cargo Complementario para dicha instalación, al pago del IAR de dicha instalación. Tan sólo el exceso de Rentas de</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Glosario del Libro I del RMER y Apartados 9.3.3 del Libro III del RMER</p>	<p><i>Congestión recaudadas para cada instalación, con respecto al montante necesario para completar el IAR de dicha instalación, debiera ser integrado en la CGC."</i></p> <p>CDMER CONSULTORES: <i>"La deducción de los ingresos por Rentas de Congestión (CVTn e IVDT) correspondientes a cada instalación de la red del IARM de dicha instalación, a la hora de determinar la fracción del coste de dicha instalación a recuperar mediante otros cargos de red, permitiría dedicar las Rentas de Congestión creadas por cada instalación (o ingresos del sistema resultantes de la aplicación de precios nodales a las inyecciones y retiradas del MER en los nudos de esta instalación) a la recuperación del coste regulado de la misma. Esto es eficiente, desde un punto de vista económico, puesto que las Rentas de Congestión creadas por cada instalación de red regulada son ingresos del sistema que se deducen de (que minoran) los beneficios de mercado obtenidos por los usuarios de la red que son beneficiarios de la existencia de dicha instalación. En otras palabras, de no existir congestión que afectase a una instalación de red (dando lugar a CVTn e IVDT nulos creados por dicha instalación), la diferencia de precios nodales de energía entre los nodos extremos de esta instalación sería cero. En ese caso, los beneficios de mercado que dicha instalación proporciona a los agentes que se benefician de la misma se verían incrementados con respecto a la situación en que esta instalación está congestionada. Dicho incremento de los beneficios de mercado de los usuarios de la red, fruto de hacer cero la diferencia de precios entre los dos nodos extremos de la instalación, coincidiría con las rentas de congestión creadas por la instalación cuando sí se da esta diferencia de precios. ¶ Por tanto, si se implanta, como resulta eficiente económicamente hablando, un esquema de asignación del coste de las instalaciones de red regionales (o, al menos, del coste de las nuevas instalaciones) proporcional a los beneficios que estas instalaciones proporcionan a los usuarios de las mismas, tendría sentido que las Rentas de Congestión creadas por cada instalación se detrayeren de los cargos de red a pagar por dicha instalación. Después de todo, estos cargos de red serían pagados por los beneficiarios de la instalación, que son aquellos usuarios de la red cuyos beneficios de mercado se han visto reducidos por la aparición de congestión que afecta a esta instalación de red, siendo la reducción experimentada por los beneficios de estos usuarios igual a las Rentas de Congestión creadas por la instalación. ¶ Por tanto, sería eficiente no acumular en una Cuenta General de Compensación (CGC) los CVTn e IVDT correspondientes a las instalaciones de la RTR y dedicar, en su lugar, los ingresos de este tipo creados por cada instalación a la recuperación del coste regulado de la misma. Excepción a esta regla se podría hacer con el exceso de las rentas de congestión creadas por cada instalación en cada período de mercado (hora) con respecto a la Remuneración Regulada, o IAR, de dicha instalación en ese período. Estos excesos, de producirse, si se podrían acumular en una CGC a utilizar para la recuperación parcial de los costes regulados de las instalaciones de la RTR en su conjunto. Dedicar las Rentas de Congestión creadas por una instalación en un período al pago de los costes regulados de dicha instalación correspondientes a otro período también supondría un subsidio cruzado, no</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>justificado, entre los usuarios de red beneficiarios de dicha instalación en ambos periodos. "El reparto entre sistemas nacionales del exceso de las Rentas de Congestión de las instalaciones de red, respecto de sus IAR, de acuerdo a las Rentas de Congestión totales creadas por cada uno de estos sistemas tampoco permitiría asignar este exceso de Rentas de Congestión a las instalaciones más deficitarias de la región en este sentido (aquellas cuyas Rentas de Congestión netas son más negativas). Al contrario, según este último esquema, el exceso de Rentas de Congestión se destinaría a cubrir los costes de red de los países en proporción a las Rentas de Congestión creadas en la red de cada uno de ellos. Por último, cabe destacar que la utilización, como propone la CRIE, de las Compensaciones del MER para recuperar el coste regulado (IAR) de los Tramos No Interconectores de la RTE supone una discriminación negativa, no justificada, de los Tramos Interconectores con respecto a los No Interconectores. Es de esperar que los Tramos Interconectores también generen Rentas de Congestión. De acuerdo al diseño propuesto por la CRIE, un país que sólo contase en su red con Tramos Interconectores de la RTE (compartidos con otras sistemas) no recibiría fracción alguna de las Rentas de Congestión generadas en la Región, cuando es probable que parte de estas rentas se estuviesen generando dentro de su red (definiendo nuevas fronteras en los puntos en que cada Tramo Interconector atraviesa una frontera."</p>
<p>Números 9.3.3 y 9.3.4 del Libro III del RMER -</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "El calcular y aplicar mensualmente los Cargos de Red Regionales de acuerdo a la operación en el mes anterior impide, también, enviar, mediante estos cargos, señales de localización eficientes a los usuarios de red individuales que puedan guiar sus decisiones de largo plazo, tales como la inversión en nuevas instalaciones de generación y demanda, la extensión, o no, de la vida útil de las instalaciones de generación y demanda existentes, o el desmantelamiento de las mismas. Para poder enviar señales de largo plazo predecibles, y fiables, los cargos de red deberían ser calculados y publicados en el largo plazo, con anterioridad a la construcción de las nuevas instalaciones de red regionales cuyo coste se pretende asignar mediante estos cargos. Los cargos se deberían determinar de acuerdo a la operación y desarrollo del sistema esperados para un largo período de tiempo, y no deberían verse modificados durante este período. Al final de este período, los cargos se podrían actualizar y volver a fijar de cara a un nuevo período. De este modo, la regularidad acerca de la aplicación de cargos de red conocidos durante un período de tiempo largo representaría una señal fuerte a los usuarios de red presentes y futuros, que estos tendrían en cuenta en sus decisiones de largo plazo."</p>
<p>Números 9.3.3 y 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>CDMER CONSULTORES: "La actualización mensual de los cargos de red regionales de acuerdo a la operación del sistema en el mes anterior crea un vínculo estrecho entre la operación del sistema (es decir, las decisiones de operación de los agentes, y los cargos de red que se aplican a los agentes. Sin embargo, los costes de la Red Regional, cuyo coste se asigna mediante los Cargos de Red Regionales, no dependen de la operación del sistema en cada mes. El Coste de la Red imputado en cada mes corresponde a inversiones que se decidieron y se llevaron a cabo con gran</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
<p>Numerales 9.3.3 y 9.3.4 del Libro III del RMER</p>	<p>anterioridad, y, por tanto, no depende de las decisiones posteriores de operación de los agentes.”</p> <p>CDMER CONSULTORES: “La aplicación de cargos por Peaje con estructura de cargos de energía establece, de nuevo, un vínculo muy estrecho entre los cargos a pagar por cada agente y sus decisiones de operación. Cuanta más energía decida producir o consumir un agente, mayor será el cargo de red que tendrá que soportar. Esto hace los cargos de red dependientes de la operación del sistema, de las decisiones de operación de los agentes y, por tanto, distorsiona el despacho, que deja de ser eficiente. Es decir, cuando los cargos de red afectan al despacho, éste no se calcula, exclusivamente, en función de las costas incurridas por el sistema en el corto plazo como consecuencia de las decisiones de operación de los agentes, sino que se ve afectado también por los costes de expansión de la red, que son de largo plazo. “La aplicación de Cargos Complementarios con estructura de Cargos por Capacidad uniformes para cada país puede distorsionar las decisiones de largo plazo de los agentes (por ejemplo, sobre cuánta capacidad construir, en el caso de los generadores, o qué capacidad de suministro contratar, en el caso de los consumidores). Esto podría evitarse si estos Cargos por Capacidad no se estableciesen como uniformes para cada sistema nacional, sino que reflejasen el uso económico (o beneficio) que cada tipo de usuario (por perfil de uso de la red) en cada zona de la red (que no tiene por qué coincidir con un país) se espera haga de la red. “Idealmente, tanto el Peaje, como el Cargo Complementario, a pagar por cada usuario de la red deberían tener un estructura de Cargo Fijo, no dependiente ni de su energía, de inyección o retira, ni de su capacidad (la capacidad de generación instalada, o la demanda máxima). De este modo, el monto total a pagar por cada usuario se debería fijar en el largo plazo, al comienzo de cada periodo regulatorio definido (que debiera comprender un mínimo de 4 o 5 años), con el objetivo de dar certidumbre a este usuario sobre los montos a que va a tener que hacer frente en dicho periodo. La fijación de los montos a pagar por parte de cada usuario, en concepto de cargos regionales de red, se llevaría a cabo sin perjuicio de poder fraccionar este monto en pagos mensuales. Los pagos mensuales calculados para cada usuario de la red al comienzo de cada periodo regulatorio, para la totalidad del mismo, no debieran experimentar actualizaciones, ni con la energía inyectada o retirada por este usuario cada mes, ni con las variaciones experimentadas por la demanda máxima de este usuario, en el caso de los usuarios que son consumidores. La instalación de nueva capacidad de generación o de consumo (nuevas instalaciones), por parte de un usuario ya existente, o nuevo, a lo largo de un periodo regulatorio conllevaría el cálculo de nuevas tarifas a aplicar a esta nueva capacidad.”</p>
<p>Capítulo 12 del Libro III del RMER.</p>	<p>SIGET: “Sobre estas modificaciones, dado que en el numeral 12.1 del procedimiento a aplicar se hacen repetidas referencias a las definiciones que se detallan en los apartados 9.3.3 y 9.3.4.1, las cuales se consideran que son “imprecisas y ambiguas”, la aplicación de</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>la ahí dispuesto podría generar distintos resultados dependiendo de la interpretación de las mismas lo cual vuelve imposible poder evaluar los efectos de la aplicación de la metodología del Peaje, es por ello que se reitera la necesidad que la CRIE precise las definiciones y las justifique. Adicionalmente se sugiere que la CRIE proporcione un ejemplo de aplicación utilizando información del MER y de los mercados nacionales del año 2019; de forma tal de validar la propuesta de modificaciones al RMER asociadas al Peaje y CC.</p> <p>Las definiciones a las que se hace referencia en esta sección son:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Energía de inyección (MWh) de cada agente (literal c del numeral 9.3.4.1 del Libro III del RMER). ▪ Energía de retiro (MWh) de cada agente (literal e del numeral 9.3.4.1 del del Libro III del RMER). ▪ Capacidad de inyección y retiro de cada agente conforme lo establecido en el literal b del numeral 9.3.3.1 del Libro III del RMER. <p>12 Conciliación, Facturación y Liquidación del Régimen de Remuneración de la RTR</p> <p>12.1 Conciliación del Peaje, Carga Complementario (CC) y de la Compensación Mensual del MBR (CMM) para el pago del IARM</p> <p>12.1.1 Remisión de Información de la Energía de Retiro</p> <p>12.1.1.1 Energía de Inyección y Retiro</p> <p>Para el cumplimiento de la entrega de los valores de energía inyectada y retirada por cada Agente, establecidas en el literal e del numeral 9.3.4.1 de este libro, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a más tardar el último día del mes siguiente al mes de aplicación del Peaje.</p> <p>12.1.1.2 Capacidad de Inyección y Retiro</p> <p>Para el cumplimiento de la entrega de los valores de la capacidad de inyectar y retirar establecidas en el literal b) del numeral 9.3.3.1 de este Libro, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a más tardar el último día del mes siguiente al mes de aplicación del Peaje.</p> <p>12.1.1.3 Esta información será remitida al EOR por los OS/OM en los formatos y medios establecidos por éste.</p> <p>12.1.2 Conciliación mensual del Ingreso por Peaje y CC</p> <p>El EOR realizará mensualmente, el cálculo de la conciliación del Peaje y del CC por cada Agente conforme a lo establecido en este libro y lo incluirá mensualmente en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) que el EOR envía por OS/OM de cada país y lo publicará en su página electrónica</p> <p>El EOR incluirá en el DTER, del mes posterior al mes de conciliación del Peaje y del CC, y sus anexos, la información de soporte de las conciliaciones, detallando para cada Agente los resultados obtenidos por concepto de Peaje y CC.</p> <p>12.1.2.1 Conciliación mensual del Ingreso por CC procedente de los Agentes con Capacidad de Inyección y Retiro registrada</p> <p>El ingreso por CC recolectado mensualmente provendrá de los Agentes con Capacidad de Inyección y Retiro registrada de cada país miembro, de la forma siguiente:</p> $I_{CC} = \sum_{i=1}^n (E_{i,ret} - E_{i,iny}) \cdot C_{i,ret}$

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>Ingreso a cobrar CG_{p,s} Monto del Ingreso por CC en US\$ a cobrar por el EOR a través del OS/OM del país "p", para el mes "s" correspondiente.</p> <p>Ingreso a cobrar Total CC Monto del ingreso por CC en US\$ a cobrar por todos los OS/OM's en el mes "s" correspondiente.</p> <p>CG_{p,s,ai} Valor del Cargo Complementario -CC- en US\$/MWh asociado a la capacidad de inyección del agente "ai", para cada país "p", para el mes "s" correspondiente.</p> <p>CC_{p,s,ar} Valor del Cargo Complementario -CC- en US\$/MWh asociado a la capacidad de retiro del agente "ar" para cada país "p", para el mes "s" correspondiente.</p> <p>Cap_{Iny}_{p,s,ai} Capacidad de inyección de cada agente "ai" del país "p" para el mes "s", conforme lo establecido en el literal h del numeral 9.3.3.1 de este apartado.</p> <p>Cap_{Ret}_{p,s,ar} Capacidad de retiro de cada agente "ar" del país "p" para el mes "s" conforme lo establecido en el literal h del numeral 9.3.3.1 de este apartado.</p> <p>ai índice del conjunto de agentes que cuentan con la capacidad de inyección del país "p" para el mes "s"</p> <p>ar índice del conjunto de agentes que cuentan con la capacidad de retiro del país "p" para el mes "s"</p> <p>AI Número total de agentes que cuentan con la capacidad de inyección del país "p" para el mes "s"</p> <p>AR Número total de agentes que cuentan con la capacidad de retiro del país "p" para el mes "s"</p> <p>12.1.2.2 Conciliación mensual del Ingreso por Peaje procedente de los Agentes con Energía de Inyección y Retiro registrada</p> <p>El ingreso por Peaje recolectado mensualmente provendrá de los Agentes con energía de inyección y Retiro registrada de cada país miembro, de la forma siguiente:</p> $Ingreso_a_cobrar_PEAJE_{p,s} = \sum_{ai \in AI} CG_{p,s,ai} \cdot Cap_{Iny}_{p,s,ai} + \sum_{ar \in AR} CC_{p,s,ar} \cdot Cap_{Ret}_{p,s,ar}$ <p>Ingreso a cobrar PEAJE_{p,s} Monto del Ingreso por Peaje en US\$ a cobrar por el EOR a través del OS/OM del país "p", para el mes "s" correspondiente.</p> <p>Ingreso a cobrar Total PEAJE Monto del Ingreso por Peaje en US\$ a cobrar por todos los OS/OM's en el mes "s" correspondiente.</p> <p>PEAJE_G_{p,s} Valor del Peaje en US\$/MWh asociado a la inyección del agente "ai", para cada país "p", para el mes "s" correspondiente.</p> <p>PEAJE_D_{p,s} Valor del Peaje en US\$/MWh asociado al de retiro del agente "ar" para cada país "p", para el mes "s" correspondiente.</p> <p>Ene_{Iny}_{p,s,ai} Energía de inyección (MWh) de cada agente "ai" del país "p" para el mes "s", conforme lo establecido en el literal e del numeral 9.3.4.1 de este apartado.</p> <p>Ene_{Ret}_{p,s,ar} Energía de retiro (MWh) de cada agente "ar" del país "p" para el mes "s", conforme lo establecido en el literal e del numeral 9.3.4.1 de este apartado.</p> <p>ai índice del conjunto de agentes que inyectan del país "p" para el mes "s"</p> <p>ar índice del conjunto de agentes que retiran del país "p" para el mes "s"</p> <p>AI Número total de agentes que inyectan del país "p" para el mes "s"</p> <p>AR Número total de agentes que retiran del país "p" para el mes "s"</p>
<p>Numeral 12.1.1 del Libro III del RMER</p>	<p>UT: "El numeral 12.1 hace referencia a la información que será remitida para la conciliación del Peaje y Cargo Complementario. La propuesta de modificación plantea que el primero será conciliado con información de energía de inyección y retiro, y el segundo, por medio de la capacidad de inyección y retiro. Por lo anterior,</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p>como mejora regulatoria, se solicita modificar el título del numeral 12.1.1 del Libro III de la propuesta de modificación</p> <p>Se solicita modificar el título del numeral 12.1.1 del Libro III del RMER, de tal manera que se lea así:</p> <p>12.1.1 Remisión de Información de la Energía de Retiro"</p>
<p>Numeral 12.1.1.2 del Libro III del RMER</p>	<p>UT:</p> <p>"El numeral 12.1.1.2 hace referencia a la información de capacidad de inyección y retiro, que será utilizada para la conciliación del cargo complementario, no del peaje, como menciona actualmente dicho numeral. Por lo anterior, se solicita modificar el texto del numeral 12.1.1.2 del Libro III de la propuesta de modificación.</p> <p>Se solicita modificar el numeral 12.1.1.2 del Libro III del RMER, de tal manera que se lea así:</p> <p>12.1.1.2. Para el cumplimiento de la entrega de los valores de la capacidad de inyectar y retirar establecidas en el literal b) del numeral 9.3.3.1 de este Libro, los OS/OM deberán remitir esta información al EOR a más tardar el último día del mes siguiente al mes de aplicación del Cargo Complementario Peaje."</p>
<p>Numeral 12.4 del Libro III del RMER</p>	<p>UT:</p> <p>"El numeral 12.4 del Libro III de la propuesta de modificación establece que "El monto de las garantías de pago, correspondiente a los Cargos Regionales de Transmisión: CVT, Peaje y CC, no podrá ser inferior a un valor mínimo que cubra la estimación del pago de estos conceptos". Sin embargo, en la propuesta no se establece quien estimará ese valor mínimo de garantía, por lo que se solicita agregar que será el EOR la entidad que lo establecerá, debido a que poseen toda la información para determinarlo. Además es necesario que la CRIE indique al EOR la metodología del monto de la garantía de pago a establecer "por agente" en concepto de CVT, ya que la información disponible del MER no proporciona el detalle por agente. Por tanto, se solicita modificar el numeral 12.4 del Libro III de la propuesta de modificación.</p> <p>La CRIE como responsable de la función reguladora debe establecer las metodologías y los criterios asociadas al cálculo de las garantías mínimas de pago en concepto de los Cargos Regionales de Transmisión.</p> <p>Se solicita modificar el numeral 12.4 del Libro III del RMER, de tal manera que se lea así:</p> <p>12.4</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>Cada agente del mercado deberá presentar las garantías de pago que cubran los cargos regionales de transmisión, que apliquen, según lo establecido en los apartados 1.9 y 2.10 del Libro II del RMER.</i></p> <p><i>El monto de las garantías de pago, correspondiente a los Cargos Regionales de Transmisión: CVT, Peaje y CC, no podrá ser inferior a un valor mínimo que cubra la estimación del pago de estos conceptos, calculada e informada por el EOR de acuerdo a los criterios que CRIE establecerá en la Regulación Regional, en concepto de Cargos Regionales de Transmisión."</i></p>
<p>Numeral 12.6, del Libro III del RMER</p>	<p>UT: <i>"En el numeral 12.6 sobre el Principio de No Duplicidad para la remuneración de los Agentes Transmisores, se solicita considerar el hecho de que la remuneración por parte del MER se realiza únicamente a los agentes transmisores a quienes se les haya reconocido un IAR, debido a que los agentes transmisores nacionales ya no perciben una remuneración de este mercado, por lo que dicho principio únicamente es aplicable para los agentes con IAR. Por tanto, se solicita modificar el numeral 12.6 del Libro III del RMER.</i></p> <p><i>Se solicita modificar el numeral 12.6 del Libro III del RMER, de tal manera que se lea así:</i></p> <p><i>12.6 Principio de No Duplicidad para la remuneración de los Agentes Transmisores con IAR</i></p> <p><i>La CRIE y el regulador de cada país, velará que se respete el principio de no duplicar la remuneración de los Agentes Transmisores con IAR. Si una instalación de transmisión es remunerada en un monto mayor a la suma de su Remuneración Nacional e Ingreso Autorizado Regional, entonces ese ingreso extra debe ser disminuido en las próximas autorizaciones de Remuneración Nacional. El EOR, mensualmente, deberá suministrar a la CRIE toda la información de la liquidación de los Cargos Regionales de Transmisión para que ésta, en coordinación con los reguladores nacionales, realice periódicamente esta verificación."</i></p>
<p>Numeral 12.7, del Libro III del RMER</p>	<p>UT: <i>"La información a publicar mensualmente por el EOR, relacionada al CARN y CARNP, son improcedentes porque:</i></p> <p><i>1. Conforme a la solicitud realizada en la carta de remisión, así como en las siguientes observaciones, al incorporarse el Anexo "Reconfiguración de Derechos de Transmisión" (Nuevo Anexo T de la observación número 39 de esta misma hoja), dicho procedimiento indicado en el Anexo elimina toda posibilidad de insuficiencia financiera, haciendo en todos los períodos de mercado que la Renta de Congestión de los DF, sea igual al CMORC. Esta condición hace que en todos los períodos de mercado el CARN, y el CARNP, sean iguales a cero. Además, luego de redefinir los CVT DT y hacerlos coherentes con el predespacho regional, además que estos se</i></p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS
	<p><i>definen de carácter indicativo y no tienen efecto en los procesos de conciliación, los literales a) y b) de la definición del CARN dejan de tener razón de ser. Por lo tanto, la incorporación del CARN en el RMER ya no es congruente.</i></p> <p><i>2. En el Anexo propuesto "Reconfiguración de Derechos de Transmisión", la suficiencia financiera está asegurada porque, aunque la energía requerida de un contrato firme sea abastecida por una oferta de oportunidad pura con precio mayor, la renta de congestión será igual al CMORC del contrato y siempre se podrá pagar.</i></p> <p><i>3. El Anexo Q ya no tiene razón de ser, porque este procedimiento identifica los CARN para cada país responsable y con el Anexo propuesto el CARN siempre será cero.</i></p> <p><i>Se solicita establecer el numeral 12.7 del Libro III del RMER, conforme a los siguientes cambios:</i></p> <p><i>La información del monto del Peaje y del CC recolectados, de los CVT netos, de los IVDT, de la CMM, de los CARN, de los CARNP y los datos de energía y capacidad de inyección y retiro mensuales utilizados para su asignación, los cálculos y resultados de la aplicación de lo dispuesto en este numeral 9.3, serán de acceso público, por lo que el EOR publicará mensualmente los detalles y resultados de las actualizaciones que realice de los Cargos Regionales de Transmisión por país, en su página web"</i></p>

RESPUESTA A OTRAS OBSERVACIONES RELACIONADAS CON LOS CARGOS REGIONALES DE TRANSMISION

En relación con la propuesta de modificación regulatoria relacionada con los Cargos Regionales de Transmisión, que fue sometida a la consulta pública 06-2019, y considerando las observaciones presentadas por los participantes durante dicho proceso de consulta, se identifica que no resulta oportuno aprobar en este momento dichas modificaciones, en el tanto que, dichos ajustes requieren una mayor evaluación de las implicaciones y las alternativas para su viabilidad e implementación

4. OBSERVACIONES GENERALES

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
COMENTARIO GENERAL	<p>AES PANAMÁ: <i>“Vemos con preocupación que en la consulta Pública 06-2019 se estén proponiendo cambios tan profundos al RMER asociados al Régimen Tarifario de la RTR, que abarcan temas tan sensibles como Metodología de Cálculo de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de EPR, Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC, Cargos por Uso y Disponibilidad de la RTR (Peaje y Cargo Complementario) y Contratos Firmes y Derechos Firmes de Corto Plazo, y que dichos cambios no hayan sido divulgados ampliamente por la CRIE a través de foros informativos a todos los agentes del MER, explicando en qué consistía cada cambio, el racional del mismo y que impacto tendría para todos actores. Sin menospreciar el punto anterior, creemos que dichos cambios al RMER ameritaba más tiempo de revisión.”</i></p>	<p>Al respecto, se le aclara al participante que:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Durante los días 7 y 8 de noviembre de 2018, se llevó a cabo la actividad DIÁLOGO SOBRE EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL, organizada por el Consejo Director del MER (CDMER). De dicha actividad se identificó el interés por atender los temas relacionados con el servicio de transmisión regional y su remuneración. • Durante el periodo comprendido del 14 de diciembre de 2018 al 18 de enero de 2019, se realizó una consulta a los Operadores Nacionales, Reguladores Nacionales y Agentes del MER, sobre el Informe de Diagnóstico del Régimen Tarifario de la RTR, donde hubo una importante participación de agentes del MER. • El día 6 de diciembre de 2019 se publicó en la página web de la CRIE el informe de diagnóstico en el cual se basó la propuesta sometida a la Consulta Pública 06-2019, “PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL”, notificando a todos los OS/OM, Reguladores Nacionales y agente del MER, mediante los correos electrónicos registrados en la Base de Datos Regional del EOR. <p>Por lo anterior se concluye que la propuesta en cuestión ha sido plenamente divulgada con cada uno de los participantes del mercado, teniendo los agentes suficiente oportunidad para conocerla y plantear sus comentarios ante la CRIE.</p>
<p>En todos los Anexos incluidos en los apartados de la consulta pública, se utiliza otro formato de referencia que no es coincidente con los anexos contenidos en el RMER.</p>	<p>AMM: <i>“Es complicado hacer referencias cuando los documentos solo contienen párrafos, o cuando existen párrafos se agrega constantemente literales pero no existe numeración.</i></p> <p><i>El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes. Utilizar el formato del RMER vigente para la referencia (numeración, literales, etc) utilizada en los documentos a incluir en el RMER como Anexos. Como ejemplo, se puede observar en la modificación que se hace en el numeral 9.3.2 del libro III del RMER (página 66), el numeral contiene 12 párrafos y tres de ellos contienen literales,</i></p>	<p>Se atiende la observación.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>lo que hace muy difícil referenciar los comentarios o realizar alguna referencia. Al incluir esto en el RMER, debe seguirse el mismo formato y que cada párrafo comience su numeral con sus respectivos literales.</p>	
<p>Resolución CRJE-55-2019</p>	<p>DNE: "En esta sección con la propuesta de la CRJE se violan los principios del Tratado Marco, al no considerar el mercado eléctrico regional como un séptimo mercado independiente. Básicamente con la propuesta no se permite la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales, al obligar a los mercados nacionales a cumplir la regulación regional.</p> <p>El Tratado se regirá por los principios de Competencia, Gradualidad y Reciprocidad, los que se definen así: Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.</p> <p>Gradualidad: Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.</p> <p>Reciprocidad: Derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de gradualidad.</p> <p>Mantener el RMER tal como está, hasta que se logre una modificación de consenso regional."</p>	<p>Es necesario aclarar que la propuesta en consulta no viola el Tratado Marco, ya que la misma se ha fundamentado en lo establecido en dicho Tratado. Asimismo, el comentario resulta evidentemente contradictorio ya que se menciona que la propuesta en consulta viola los principios del Tratado Marco, propiciado dejar el RMER como está, sin embargo, la propuesta en consulta no está modificando el diseño general del MER, sino que considera modificaciones específicas que mejorar o actualizar lo ya establecido en el RMER, por lo anterior, no se considera atendible el comentario presentado.</p>
<p>DISPOSICIÓN DEROGATORIA, sobre: a) Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, establecida en la resolución CRJE-46-2015 y sus modificaciones. Asimismo, se derogan los resúmenes Cuarto, Quinto y Sexto de la resolución CRJE-46-2015.</p>	<p>EOR: "La resolución CRJE-46-2015 fue derogada de conformidad con lo establecido en el numeral SEGUNDO de la resolución CRJE-7-2017.</p> <p>Se debe de derogar el Anexo 1 del Anexo 2 de la Resolución CRJE-31-2018."</p>	<p>La resolución CRJE-07-2017 no deroga a resolución CRJE-46-2015, sino que la modifica. La referida resolución CRJE-46-2015 fue modificada por las resoluciones CRJE-07-2017, CRJE-18-2017 y CRJE-31-2018, las cuales ya se considera derogar según lo detallado en la propuesta sometida a consulta pública.</p> <p>En virtud de lo anterior no se considera atendible el comentario presentado por el participante.</p>
<p>Numeral 10.6.1, literal k) del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: "1) Los Cargos Regionales de Transmisión o el ingreso a recolectar, en definitiva, deben de recaudar el monto total de la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de las ampliaciones.</p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión,</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>2) En el contexto de una propuesta de expansión del sistema de transmisión, lo relevante de este cálculo, es estimar el incremental de pagos que harían los agentes, si se construyeran las ampliaciones propuestas, cuyo monto global deberá compensar la totalidad de la inversión y CO&M, mientras que la composición de ese pago total por medio de CVT, Peajes y Cargo Complementario, son irrelevantes en este contexto, tratándose de escenarios futuros, en los cuales no están identificados los agentes que participarán en las inyecciones y retiros.</p> <p>3) Por lo anterior, para utilidad en la planificación del sistema, la realización de los cálculos de Peaje y Cargo Complementario, en la forma que está definida en la propuesta regulatoria, solo introduce complejidad innecesaria, en todo caso, lo relevante para la Planificación es el monto total de la anualidad de la inversión más los costos de operación y mantenimiento de las ampliaciones.</p> <p>4) La formulación para el cálculo del Cargo Complementario, involucra variables que no se calculan en el ámbito de los estudios de planificación regional, tales como: LAR mensual, Cargo Asociado a restricciones nacionales mensuales, que a su vez está ligado a la Cuenta General de Compensación, el saldo de dicha cuenta, factores de afectación y no afectación de las restricciones, para días y períodos de mercado específicos; etc.</p> <p>5) Mientras tanto, la formulación del peaje se vincula en su definición misma a inyecciones y retiros programados de los predespachos nacionales y regionales correspondientes al mes para el cual se aplica el Peaje, Inyecciones y retiros de cada agente: total de energía mensual generada en cada país miembro en mega watts-hora (MWh) informado por el OS/OM de su país, sin embargo, la definición misma del peaje refuerza lo propuesto por el EOR, considerando que el Ingreso a Recolectar deberá de ser igual a la anualidad de la inversión de la ampliación, más los costos estimados de operación y Mantenimiento.</p> <p>6) La formulación propuesta sometida en esta Consulta pública, está enfocada a un cálculo basado en resultados de la operación del MER y de los Mercados Nacionales, así como de eventualidades que ocurren en la operación del SER, y no sería de aplicación en estudios de planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, por tanto, es necesario desvincular el concepto de Cargo de Transmisión Regional, de los cálculos que deben realizarse en el contexto de la planificación regional."</p>	<p>se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.</p>
<p>Numeral 10.6.3, literal f) del Libro III del RMER</p>	<p>EOR: 1) "Lo relevante de este cálculo, es estimar el incremental de pagos que harían los agentes, si se construyeran las ampliaciones propuestas, y por tanto, no tiene sentido ni utilidad, estimar Cargos de Transmisión sin expansiones.</p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión,</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	2) Este incremental de pagos estará dado por la anualidad equivalente de las inversiones más los CO&M, mientras que la descomposición de ese pago total por medio de CFT, Peajes y Cargo Complementario, es información irrelevante en el contexto de la Planificación."	se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.
Numeral 10.6.3, literal g) del Libro III del RMER	EOR: "1) En el marco de la Planificación son considerados "posibles proyectos" de generación y demandas que no tienen agentes asociados aun, en tal sentido, el resultado requerido en este punto del RMER, puede proveerse para los conjuntos de generadores (agentes que inyectan) y Demandas (agentes que retiran) asociados a las barras del sistema de transmisión modelado en los casos de estudio. La formulación propuesta sometida en esta Consulta pública, está enfocada a un cálculo basado en resultados de la operación del MER y de los Mercados Nacionales, así como de eventualidades que ocurren en la operación del SER, y no sería de aplicación en estudios de planificación de la expansión de la generación y la transmisión regional, por tanto, es necesario desvincular el concepto de Cargo de Transmisión Regional, de los cálculos que deben realizarse en el contexto de la planificación regional".	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.
Numeral 10.10.3, literal c) del libro III del RMER	EOR: "Este punto se ubica en un contexto en que se ha decidido la construcción de una ampliación. El texto que se propone agregar haría más explícito el numeral."	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.
Numeral 11.3.7, literal a) del libro III del RMER.	EOR: "Este punto se ubica en un contexto en que se ha decidido la construcción de una ampliación. El texto que se propone agregar haría más explícito el numeral."	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.
Libro I, Libro II y Libro III	SIGET: "Después de la revisión de las propuestas de modificación al RMER planteadas a través de la Consulta Pública 06-2019, se concluye que dichas propuestas contienen deficiencias importantes: muchos de los cambios son ambiguos, no están lo suficientemente desarrollados ni tampoco se proporcionan ejemplos de su aplicación, lo que en muchos casos dificulta que se vislumbren todas las implicaciones que se derivan de los mismos, por lo que las adecuaciones que requieren las modificaciones propuestas son sustanciales debiendo algunos apartados rediseñarse completamente. Por lo anterior, una vez realizadas las correcciones correspondientes e independientemente que la propuesta de modificaciones al RMER incluya metodologías o procedimientos iguales a los aprobados previamente por la CRIE mediante resoluciones y que no se han incorporado en el RMER, y que actualmente se están aplicando o que contengan mejoras regulatorias, se recomienda que, para analizar y determinar la consistencia de las modificaciones, se realice previamente a	Dado que este comentario es un resumen de las observaciones emitidas por la SIGET, se remite a los análisis anteriores. Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>la aprobación, una segunda etapa de consulta en la que se incorpore como mínimo la siguiente información:</i></p> <p><i>a. Ejemplos de aplicación de las metodologías propuestas detallando incluyendo la memoria de cálculo y las fuentes de información utilizadas. Se recomienda utilizar información del MER del año 2018 y 2019. De no ser posible lo anterior – por cuestiones de tiempo u otra razón – suministrar un ejemplo teórico aplicando las metodologías propuestas con el detalle antes mencionado.</i></p> <p><i>Los ejemplos solicitados corresponden a las metodologías siguientes, entre otras:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR.</i> • <i>Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC.</i> • <i>Anexo "E" y "F" del Libro III del RMER.</i> <p><i>b. Estimación de impactos económicos de las modificaciones al RMER, para lo cual se tiene que comparar los resultados de la regulación vigente con la propuesta.</i></p> <p><i>Se considera que no hay excusa para no realizar el esfuerzo anteriormente requerido ya que actualmente, a diferencia de las condiciones al inicio del MER, se cuenta con información histórica de ese mercado, con los sistemas informáticos y modelos necesarios, así como con la experiencia y el conocimiento para ejemplificar, para cada temática relevante de la propuesta de modificaciones, y poder comparar los efectos de aplicar lo siguiente:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>La normativa vigente.</i> • <i>Lo dispuesto en el RMER.</i> • <i>Las disposiciones incluidas en la propuesta de modificaciones al RMER en consulta.</i> <p><i>Por lo anterior, no se identifican restricciones técnicas y limitación de herramientas para que la CRIE con la ayuda del EOR aplique las distintas metodologías y las compare, a fin de determinar sus ventajas y desventajas e impactos económicos para los países, y posteriormente, se pueda tomar la decisión de cuál metodología aprobar y aplicar.</i></p> <p><i>Posteriormente a la segunda etapa de consulta mencionada en la observación anterior, se recomienda que, previamente a la aplicación de las modificaciones que la CRIE apruebe, se establezca un periodo de transición en el cual se apliquen las modificaciones con carácter indicativo, de forma tal de validar las modificaciones al RMER, identificar inconsistencias en el caso de existir y determinar el impacto económico de las mismas.</i></p>	

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p><i>Lo anterior es una práctica razonable que la CRIE ya ha utilizado para validar las modificaciones propuestas al RMER y permitiría despejar dudas e inquietudes a nivel regional.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Adición de la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR.</i> • <i>Adición de la Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC.</i> • <i>Modificaciones al apartado 9.3 del Libro III del RMER asociadas a los Cargos Regionales de Transmisión: Peaje y Cargo Complementario.</i> • <i>Anexo "E" y "F" del Libro III del RMER."</i> 	

5. OBSERVACIONES A LAS DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Al respecto se indica que las observaciones y comentarios de los participantes han sido transcritos literalmente, por lo que las mismas pueden presentar errores ortográficos.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
Disposiciones transitorias	<p>CEL: <i>“Considerando que las disposiciones transitorias estipuladas en el A4, establecen plazos para las entradas en vigencias de las propuestas de modificación, se solicita que, para un correcto análisis de los cambios propuestos, sobre todo aquellos que introducen formulaciones nuevas a los modelos, debe proveerse de ejemplos de su aplicación (CRIE o EOR que es quien tiene la información del MER para operativizar las fórmulas), de esta forma se conocen los resultados de las propuestas sobre las que se puede opinar con mayor propiedad, con anticipación a dichas entradas en vigencia.”</i></p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.</p>
Disposiciones Transitorias.	<p>AMM: <i>“Consulta pública propone fijar valores iniciales que impactan directamente en asignaciones de dinero para los países de miembros del MER. Esto no está justificado técnicamente, es un establecimiento arbitrario que debe ser aclarado.</i></p> <p><i>El Tratado Marco instruye a establecer reglas objetivas y transparentes.</i></p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión,</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<i>Los Coeficientes FE y FG no están justificados técnicamente."</i>	se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.
Disposiciones Transitorias	CND ETESA: "Consideramos que el tiempo de 2 meses es poco previendo la realización de modificaciones a los procesos, a las interfaces normativas nacionales y a las aplicaciones informáticas tanto para el EOR como por cada OS/OM y la divulgación y coordinación con los agentes de cada país."	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de la Energía Firme, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 2.1 de este anexo.
Disposiciones transitorias. Numeral 1	EPR: "Se debe aclarar en que año se hará la actualización bajo la nueva metodología que propone que sea quinquenal. Lo anterior en virtud que la metodología vigente establece que es bianual y que bajo esta, el 2021 corresponde hacer la actualización. Si se aplica que es cada 5 años entonces debe ser claro si el año cero es el 2020 o el 2018 en que se actualizó para aplicarse en el AOM 2019."	Se le aclara al participante, que el año base será el estudio realizado en 2018 para la actualización del AOM 2019.
Disposiciones transitorias. Numeral 2 inciso c)	EPR: "Si bien el informe de diagnóstico establece que el VEI será atendido en el mediano plazo, es importante acelerar esta revisión ya que son muchos años estableciendo que el índice de compensación horaria es cero."	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.
Disposiciones Transitorias	<p>EOR: "1. Para procedimientos de interés general se considere siempre un periodo indicativo y en la implementación del presente caso, posterior al periodo de los nueve meses se incluya un periodo indicativo de tres meses, que permita a la CRIE, determinar, cuantificar y valorar los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo del MER, así como en los aspectos económicos que podrían surgir de los diferentes cambios normativos y que dichas modificaciones y resultados de las mismas, sean revisadas interinstitucionalmente y con los diversos actores del MER.</p> <p>Y si como resultado de la evaluación del periodo indicativo, el Regulador identifica necesario realizar ajustes a la normativa regional, se le otorgue al operador regional, el plazo necesario para efectuar los ajustes a los procesos técnicos, comerciales y desarrollos informáticos.</p> <p>2. La CRIE realice talleres dirigidos a los agentes del MER, OS/OM y el EOR, para explicar cómo se aplicarán los cambios a la normativa regional.</p> <p>3. La aplicación de los cambios normativos, inicien posterior a la finalización del periodo indicativo y a la determinación, cuantificación y valoración de los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo del MER.</p>	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<p>4. Las aplicaciones de los cambios normativos inicien un día primero de un mes específico."</p>	
Disposiciones Transitorias	<p>EOR: "1) En la CGC, en caso que la Compensación Semestral del MER resulte parcialmente aplicada debido a que la fecha de la entrada en vigencia no sea un enero o julio de un determinado año, favor indicar el estado de aplicabilidad del mismo.</p> <p>2) En la definición de PC en el anexo 2 se está definiendo un valor PC de 0.8. Considerando que la Resolución CRIE-62-2019 indica "Para el periodo a partir del mes de operación de julio de 2020, la CRIE establecerá mediante resolución, antes de dicho mes, un nuevo valor del PC", se solicita que se aclare si el valor descrito (0.8) entrará en vigencia a partir del mes de operación de julio de 2020 o hasta la entrada en vigencia de la presente propuesta normativa. Para cualquiera de los casos descritos o algún otro caso previsto, se solicita que se especifique y se establezca en las Disposiciones Transitorias.</p> <p>3) Establecer una fecha límite para que el OS/OM remita la capacidad de inyección de cada Agente y la capacidad de retiro de cada Agente para el año calendario en curso.</p> <p>A nivel informático, la implementación del apartado A2 no sólo implica modificaciones al Cálculo de la renta de congestión, compensación mensual del MER y cambios en el SIIM para la carga y registro de nueva información de parte de los OS/OM, sino que también implica el análisis, desarrollo, pruebas e integración al SIIM de módulos completos con nueva funcionalidad tales como:</p> <p>Cálculo del Cargo Complementario Cálculo del Peaje, que implica la creación de nuevas rutinas en MatLab. Cálculo del CARNP, que conlleva generar nuevas rutinas en MatLab.</p> <p>Considerando que el EOR ya tiene compromisos con OS/OM para mejoras informáticas al SIIM que están siendo desarrolladas durante el año 2020 además de compromisos con otros proyectos de mejoras al SIIM incluyendo mejoras recomendadas por la más reciente Auditoría Técnica y por la Auditoría Informática realizada ambas al EOR por parte de CRIE, para poder cumplir con el plazo indicado para el desarrollo de los nuevos módulos y mejoras al SIIM producto del Apartado A2, el EOR requiere de dos(2) recursos outsourcing Analistas de Programación y Desarrollo que apoyarán al equipo de desarrolladores del EOR, por lo que se estará solicitando a CRIE el correspondiente ajuste presupuestario.</p> <p>Para procedimientos de interés general se considere siempre un periodo indicativo y en la implementación del presente caso, posterior al periodo de los nueve meses se incluya un periodo indicativo de tres meses, que permita a la CRIE, determinar, cuantificar y valorar los impactos positivos y negativos en la operación y desarrollo</p>	<p>Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.</p>

PROPUESTA DE NORMA SOMETIDA A CP	OBSERVACIONES/ COMENTARIOS	ANÁLISIS
	<i>del MER, así como en los aspectos económicos que podrían surgir de los diferentes cambios normativos y que dichas modificaciones y resultados de las mismas, sean revisadas interinstitucionalmente y con los diversos actores del MER.”</i>	
Disposiciones Transitorias relacionadas con el Capítulo 8 del Libro III del RMER.	<p>EOR: <i>“Una vez sea aprobada la resolución se debe verificar los cambios con relación a la propuesta sometida a consulta pública. De existir cambios, se debe tomar en cuenta que se requerirá de tiempo y recurso necesario para las siguientes tareas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Preparación del TDR definitivo. - Análisis de los cambios al sistema. - Desarrollo de la Mejora. - Pruebas, validación y certificación de la mejora. - Puesta en Producción.” 	Se considera que las propuestas en consulta relacionadas con los DF y CF, no provocan cambios mayores que requieren desarrollos informáticos complejos o significativos. Sin embargo, se considerará un periodo de indicativo para este efecto.
Disposiciones transitorias.	<p>UT:</p> <p><i>“Considerando que las disposiciones transitorias estipuladas en el A4, establecen plazos para las entradas en vigencia de las propuestas de modificación, se solicita que, para un correcto análisis de los cambios propuestos, sobre todo aquellos que introducen formulaciones nuevas a los modelos, debe proveerse de ejemplos de su aplicación (CRIE o EOR que es quien tiene la información del MER para operativizar las fórmulas), de esta forma se conocen los resultados de las propuestas sobre las que se puede opinar con mayor propiedad, con anticipación a dichas entradas en vigencia.</i></p> <p><i>Se solicita presentar ejemplos de cálculo, de los diferentes conceptos matemáticos planteados en la propuesta, utilizando las formulaciones correspondientes, presentando resultados indicativos para su evaluación anticipada, a la entrada en vigencia de las propuestas de modificación.”</i></p>	Con respecto a las observaciones relacionadas con la propuesta de los Cargos Regionales de Transmisión, se remite al participante, a la respuesta que se encuentra al final del numeral 3.1 de este anexo.