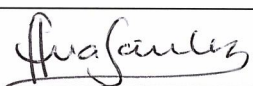
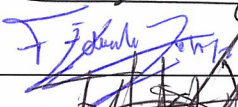
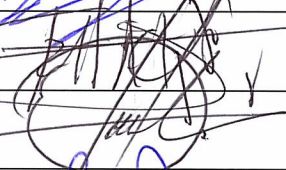
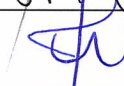
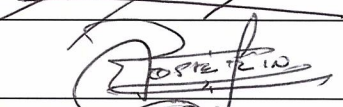
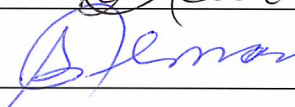
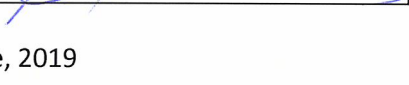


COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

**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 GM-94-11-2019/GJ-163-2019/GT-104-2019/SV-108-2019	
Responsables	Firma
Ana Beatriz Sánchez	
Dennis Posadas	
Félix Zelaya	
Fernando Álvarez	
Giovanni Hernández	
Humberto Perla	
Ingrid Campos	
Juan Manuel Quesada	
Juan Miguel Girón	
José Roberto Linares	
Roberto Ortiz	
Sonia Fernández	

5 de noviembre, 2019

Contenido

1.	Antecedentes	3
2.	Introducción	6
3.	Objetivo del Diseño General y la Normativa de Detalle propuesta de Corto Plazo	7
4.	Marco Regulatorio	7
5.	Ingreso Autorizado Regional	9
5.1	Metodología del AOM de la Línea SIEPAC	9
5.2	Metodología de Rentabilidad de la EPR	13
6.	Cargos Regionales de Transmisión	16
6.1	Peaje	25
6.2	Cargo Complementario (CC)	31
6.3	Cargos Variables de Transmisión (CVT)	42
7.	Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo	43
7.1	Asignación de los DF	43
7.1.1	Capacidad de Transmisión para asignación de los DT	43
7.1.2	Precios mínimos aceptables de oferta para compra de DT	44
7.1.3	Compensación de Potencia entre DF	45
7.1.4	Periodicidad de los Procesos de Asignación de DF Anuales y Pago por Compras de los DT	47
7.2	Renta de Congestión de los DF	49
7.3	Energía Requerida por los Contratos Firmes	51
7.4	Consolidación Regulatoria en el RMER	54
8.	Energía Firme	55
9.	Conclusiones	58
10.	Recomendación	59

ANEXO:

ANEXO: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

1. Antecedentes

1. El 15 de diciembre de 2015, en la Sexta Reunión conjunta CDMER-CRIE-EOR se aprobó el Plan Estratégico Regional del MER, del cual se derivan los siguientes temas estratégicos y aspectos técnicos relacionados con los alcances del presente informe:

Consolidación y Certeza Regulatoria

- Completar y consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo;
- Desarrollar capacidades de vigilancia y control para garantizar aplicación normativa;
- Establecer mecanismo e instancia de revisión que fortalezca la confianza y certidumbre de las decisiones regulatorias.

Atracción de Inversiones a Escala Regional

- Completar regulación de los contratos firmes y derechos de transmisión;
- Desarrollar incentivos complementarios a la inversión regional, incluyendo la coordinación de compras de energía;
- Completar procedimientos para el cálculo tarifario y la supervisión de EPR;
- Integrar la planificación de largo plazo y mejorar los procedimientos de ampliación de la red regional de transmisión.

2. El 15 de diciembre de 2016, la Junta de Comisionados de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó el Plan Estratégico Institucional 2017-2021, de dicho Plan se derivan los siguientes objetivos y acciones estratégicas relacionadas con los alcances del presente informe:

OBJETIVO ESTRATÉGICO 1: Contribuir desde el ámbito regulatorio a la disponibilidad y confiabilidad de la RTR, para maximizar la capacidad de transferencia e intercambio entre los países.

- Propiciar una planificación regional coordinada y eficiente (y armonizada con las planificaciones nacionales) para alcanzar y mantener la capacidad de transmisión regional definida por la CRIE
- Actualizar mecanismos que propicien la inversión en la Red de Transmisión (Regional y Nacional)
- Desarrollar e implementar el régimen de calidad del servicio de transmisión.

OBJETIVO ESTRATÉGICO 2: “Impulsar el marco normativo para el desarrollo de contratos regionales de largo plazo en el MER, que coadyuve al suministro de energía eléctrica a una tarifa razonable”.

- Desarrollar el marco regulatorio que permita la aplicación de los contratos de largo plazo.
- Actualizar el marco regulatorio de los DF de corto plazo

OBJETIVO ESTRATÉGICO 4: Coadyuvar al desarrollo de un mercado de electricidad más abierto y competitivo en América Central que permita mayores beneficios para todos sus ciudadanos.

- Actualizar las metodologías tarifarias utilizadas para determinar la remuneración de la Red
3. La Junta de Comisionados de la CRIE, durante reunión presencial número 129, llevada a cabo los días 30 y 31 de agosto de 2018, acordó lo siguiente: *“Instruir al Secretario Ejecutivo que se realice una hoja de ruta y un plan de trabajo integral entre las gerencias de la CRIE, mediante el cual se contemple una revisión integral del RMER, de tal forma se determinen los temas que están afectando al Mercado y aquellas medidas que se puedan adoptar para darle una solución a los mismos. Para ello, se debe tomar en cuenta, una priorización de temas como: reglas de acceso a la RTR, desconexiones entre los países miembros del SER, presentación de ofertas en el MER, régimen tarifario de transmisión, presentación de opciones y/o modalidades de implementación y formas de contratación del Grupo de Vigilancia del MER, etc.”*
 4. Durante la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 130, llevada a cabo los días 27 y 28 de septiembre de 2018, se presentó el Plan de Trabajo referido a la Revisión Integral del Régimen Tarifario de la RTR y Hoja de Ruta elaborado por la Gerencia de Mercado y se acordó lo siguiente: *“a) Instruir al Secretario Ejecutivo de la CRIE para que elabore una propuesta conceptual de la revisión integral del RMER, que incluya una hoja de ruta o una guía en que se planteen distintos escenarios, la cual debe ser realizada con un equipo interdisciplinario de la CRIE, de tal manera que en el mes de noviembre de 2018, se presente ante la Junta de Comisionados de la CRIE, el avance de dicha propuesta, por medio de un informe preliminar, b) Instruir al Secretario Ejecutivo de la CRIE, para que en el mes de diciembre de 2018, se dé a conocer ante la junta de Comisionados la presentación del plan de trabajo a que se refiere la literal anterior.”*
 5. 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), la cual tuvo como objetivo general, lo siguiente: *“Abordar las perspectivas técnicas y económicas del Mercado Eléctrico Regional –MER– como un séptimo mercado, con énfasis en su incidencia en el proceso de integración regional y su potencial para promover la prosperidad económica.”*, para este fin se desarrolló un taller ejecutivo mediante tres mesas de trabajo para los temas de; 1) Mercado Eléctrico Regional, 2) Transmisión y Generación Regional e Infraestructura Nacional asociada al MER, e 3) Institucional. De dicho taller se identificó el interés por atender los temas relacionados con el servicio de transmisión regional y su remuneración.
 6. Durante la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 134, llevada a cabo los días 22 y 23 de noviembre de 2018, se presentó un avance del estado de situación de la revisión integral del RMER, donde se expuso entre otras cosas, la priorización del Régimen Tarifario de la RTR en dicho proceso, al respecto la Junta de Comisionados emitió observaciones para su consideración en el proceso de revisión integral.

7. Durante el período 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, para el cual se recibieron observaciones por parte de 19 entidades, las cuales se listan a continuación:

a) Reguladores Nacionales

- i. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- de Guatemala
- ii. Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones -SIGET- de El Salvador

b) Operadores Nacionales

- i. Administrador del Mercado Mayorista –AMM- de Guatemala
- ii. Unidad de Transacciones –UT- de El Salvador
- iii. Instituto Costarricense de Electricidad –CENCE ICE- de Costa Rica
- iv. Centro Nacional de Despacho –CND- de Panamá

c) Agentes del MER

- i. Empresa Propietarias de la RED – EPR-
- ii. CENERGICA de El Salvador
- iii. CUESTAMORAS de Guatemala
- iv. ECOE-INDE de Guatemala
- v. EDECSA de El Salvador
- vi. EDESAL de El Salvador
- vii. GREMIAL GRANDES USUARIOS de Guatemala
- viii. HIDRO XACBAL de Guatemala
- ix. INDE de Guatemala
- x. ORAZUL de El Salvador
- xi. ORAZUL de Guatemala
- xii. POLIWATT de El Salvador
- xiii. PQP de Guatemala

8. El 28 de febrero de 2019, se desarrolló una reunión con el Grupo de Apoyo Regulatorio para revisar el INFORME DE DIAGNÓSTICO INTEGRAL DEL RÉGIMEN TARIFARIO DE LA RTR EN LA REGULACIÓN REGIONAL, después de debatido el tema, el representante por parte de Nicaragua solicitó la consideración de las resoluciones CRIE-P-19-2014 y CRIE 112-2018, solicitud que fue atendida en el presente informe.
9. Durante la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 138, llevada a cabo los días 7 y 8 de marzo de 2019, se presentó el Informe de *“Diagnóstico Integral del Régimen Tarifario de la RTR en la Regulación Regional”*, el cual incluyó una hoja de ruta para desarrollar, en dos etapas, el Diseño General y la Normativa de Detalle del Régimen Tarifario; la primera con alcance de corto plazo con finalización estimada durante el mes de julio de 2019 y la segunda con alcance de mediano plazo con finalización estimada durante el mes de febrero de 2020. La Junta de Comisionados dio por recibido y aprobado dicho informe, añadiendo un mes más para revisiones adicionales de las propuestas por parte de dicha Junta.

10. El día 13 de mayo de 2019, el EOR presentó a la CRIE, a través de la nota con referencia EOR-PJD-13-05-2019-038, el Informe de Regulación del MER Extraordinario mayo 2019 denominado IRMER-E02-2019, mediante el cual presenta la propuesta regulatoria denominada *“Reconfiguración de Derechos de Transmisión y Reducción de Derechos Firmes”*, con las siguientes modificaciones regulatorias relacionadas al Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes: I) *“Modificar el numeral 2.4 del Anexo A de Resolución CRIE-7-2017”*, II) *“Modificar el numeral 3 del Anexo A de Resolución CRIE-7-2017”*, III) Dejar sin efecto jurídico los resuelve cuarto de la resolución CRIE-30-2017 y resuelve segundo de la resolución CRIE-37-2017.
11. Durante el período comprendido entre el 20 de mayo de 2019 y el 8 de julio de 2019, la Gerencia de Mercado participó en reuniones presenciales con los Comisionados de la CRIE, designados y acreditados por cada uno de los Estados Parte, con el fin de exponer en detalle las propuestas desarrolladas mediante el INFORME GM-55-05-2019/GJ-66-2019/GT-45-2019/SV-49-2019, denominado *“INFORME PRELIMINAR DE DISEÑO GENERAL Y NORMATIVA DE DETALLE DE LA REVISIÓN INTEGRAL DE CORTO PLAZO DEL RÉGIMEN TARIFARIO DE LA RTR EN LA REGULACIÓN REGIONAL”*, en dichas reuniones los señores Comisionados y el personal técnico presente, realizaron observaciones a las referidas propuestas, mismas que han sido consideradas en la elaboración de la propuesta final al respecto.
12. Durante la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 142, llevada a cabo los días 25 y 26 de julio de 2019, se presentó el Informe de Diagnostico Extraordinario denominado *“DISEÑO GENERAL Y NORMATIVA DE DETALLE DE LA REVISIÓN INTEGRAL DE CORTO PLAZO DEL RÉGIMEN TARIFARIO DE LA RTR EN LA REGULACIÓN REGIONAL”* con correlativo GM-71-07-2019/GJ-100-2019/GT-68-2019/SV-78-2019, sobre el mismo se instruyó presentarlo en la próxima reunión de Junta de Comisionados, de forma consensuada por todas las áreas de la CRIE, al respecto el señor Comisionado por la república de Panamá solicito considerar un escenario donde los cargos por Peaje sean asignados de forma directa a los agentes que realizan transacciones regionales
13. Durante la reunión presencial de Junta de Comisionados de la CRIE número 143, llevada a cabo los días 5 y 6 de septiembre de 2019, se informó sobre los avances relacionados con el informe de Diagnóstico Extraordinario denominado *“DISEÑO GENERAL Y NORMATIVA DE DETALLE DE LA REVISIÓN INTEGRAL DE CORTO PLAZO DEL RÉGIMEN TARIFARIO DE LA RTR EN LA REGULACIÓN REGIONAL”*, sobre el mismo se instruyó a presentar una actualización de la hoja de ruta.

2. Introducción

El presente informe se desarrolla en el marco de lo instruido por la Junta de Comisionados de la CRIE, durante las reuniones 129 y 130 referidas en los antecedentes, en donde se instruyó realizar una revisión integral del RMER, para este efecto y con base en la priorización de temas, considerada en el acuerdo de la Junta a la que hace referencia el antecedente número 3. Se dará inicio a la disposición antes indicada, a través de la realización de una revisión y análisis integral de la Regulación Regional asociada al Régimen Tarifario de la RTR, a fin de identificar oportunidades de mejora regulatoria, tomando como base el objeto, los fines, principios y demás disposiciones establecidas en el Tratado Marco y sus Protocolos. Lo anterior se realiza con base en resultados de la continua vigilancia del comportamiento y actuación de los actores del MER, que ha evidenciado que dicho régimen es el proceso del MER que presenta la mayor necesidad de acciones urgentes, para atender las distintas problemáticas relacionadas al mismo.

El diseño general y la normativa de detalle propuesta abordará el Régimen Tarifario de la RTR, el cual comprende: a) El Ingreso Autorizado Regional que recibirá cada Agente Transmisor; b) Las tarifas o Cargos Regionales de Transmisión que pagarán los Agentes, excepto Transmisores (Cargo Variable de Transmisión (CVT), el Peaje y el Cargo Complementario); c) Los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los Cargos Regionales de Transmisión; d) finalmente para complementar el análisis se revisarán las garantías de pago asociadas a este régimen y los aspectos del Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión y las Rentas de Congestión que tengan impacto en la remuneración del servicio de transmisión regional. Para lograr lo anterior, se ejecutará una hoja de ruta compuesta por dos etapas con base a la prioridad de los temas, como sigue:

Corto plazo; programado para su desarrollo entre marzo y julio de 2019, considerando las siguientes componentes:

- a) Metodología del AOM de la Línea SIEPAC,
- b) Metodología de Rentabilidad de la EPR,
- c) Cargos por Uso y Disponibilidad de la RTR (Peaje y CC), y
- d) Contratos Firmes y Derechos Firmes de Corto Plazo,

Mediano plazo; programado para su desarrollo entre septiembre 2019 y febrero 2020, considerando las siguientes componentes:

- a) Reposición de activos de ampliaciones planificadas
- b) Remuneración de ampliaciones planificadas
- c) Valor Esperado por Indisponibilidad
- d) Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión regional
- e) Fondo de Contingencia, y
- f) Otras componentes del Régimen Tarifario de la RTR

El presente informe tiene como alcance las componentes de corto plazo, quedando las de mediano plazo para un informe posterior.

3. Objetivo del Diseño General y la Normativa de Detalle propuesta de Corto Plazo

Con base en el “*Diagnóstico Integral del Régimen Tarifario de la RTR*”, identificar el diseño general y la normativa de detalle para las componentes o aspectos regulatorios que requieren clarificación, análisis, nuevos enfoques normativos o bien mejoras, del Régimen Tarifario de la RTR identificadas como prioritarias en el MER.

4. Marco Regulatorio

El marco regulatorio que se considera para realizar el diseño general y la normativa de detalle propuesta, propósito del presente informe, abarca toda la Regulación Regional relacionada al Régimen Tarifario de la RTR, para este efecto el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco) se considera como base fundamental del análisis, continuando con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) vigente, y todas las resoluciones de la CRIE que emitieron normativas asociadas al

Régimen Tarifario de la RTR, las cuales se listan a continuación, y finalmente y como documentos de consulta se consideran el Diseño General y Diseño de Detalle del MER.

NUM	RESOLUCIÓN CRIE	TEMA
<u>1</u>	<u>CRIE-NP-01-2011</u>	Aprueba la inclusión del pago de impuestos a los activos al término del período del IAR
<u>2</u>	<u>CRIE-NP-06-2011</u>	Procedimiento para Declarar una Instalación de Transmisión en Operación Comercial.
<u>3</u>	<u>CRIE-NP-19-2012</u>	Aprobación de la Metodología Inicial Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional, para la remuneración de la Línea SIEPAC y disposiciones sobre su aplicación. Modificada mediante resoluciones: CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018
<u>4</u>	<u>CRIE-P-22-2012</u>	Adelanto del Pago de un trimestre del Servicio de la Deuda del siguiente año.
<u>5</u>	<u>CRIE-P-23-2012</u>	Declarar la puesta en operación por tramos en la línea de operación del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central - SIEPAC-. Declarar la entrada en vigencia del -RMER-. Aprobar el Período de Transición de tres meses, solicitado por EOR.
<u>6</u>	<u>CRIE-P-19-2013</u>	Aprobar el valor de 2.72%, como porcentaje del Costo Estándar en la Línea SIEPAC para el cálculo de los costos AOM, reconocidos en el Ingreso Autorizado Regional.
<u>7</u>	<u>CRIE-P-23-2013</u>	IAR para el año 2014., incluyendo Reserva Bancaria en efectivo del Fondo de Contingencia por un monto de USD 2,128,769. Establece entre otros, disposiciones sobre la forma en que se fiscalizaran los tributos.
<u>8</u>	<u>CRIE-P-19-2014</u>	Se instruye al EOR, entre otras cosas, a realizar los estudios de corto plazo de seguridad operativa para la determinación de las máximas transferencias entre países, para cada semestre con actualizaciones mensuales, aplicando únicamente el criterio de congestiones simple (N-1).
<u>9</u>	<u>CRIE-35-2014</u>	Modificaciones a la metodología aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012.
<u>10</u>	<u>CRIE-03-2015</u>	Definió un descuento para el IAR para las instalaciones de la Línea SIEPAC, propiedad de la EPR por el desarrollo de actividades de telecomunicaciones a realizar por REDCA. Los montos de descuentos fueron modificados mediante resolución CRIE-72-2018.
<u>11</u>	<u>CRIE-46-2015</u>	Aprobó el "Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos" y establece reglas para su aplicación. Procedimiento modificado mediante resoluciones CRIE-07-2017 CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018.
<u>12</u>	<u>CRIE-60-2015</u>	IAR para el año 2016, incluyendo el Fondo de Contingencia para Repuestos propuesto por EPR, por un monto de USD 4,346,236.
<u>13</u>	<u>CRIE-35-2016</u>	Estableció el "Mecanismo de Aprobación del IAR de la EPR y de Supervisión a la Ejecución de los rubros de Servicio de la Deuda, Tributos y Rentabilidad Regulada que se financian a través del IAR".
<u>14</u>	<u>CRIE-54-2016</u>	Estableció la "Metodología de Cálculo de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de EPR".
<u>15</u>	<u>CRIE-55-2016</u>	Estableció la "Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC".
<u>16</u>	<u>CRIE-07-2017</u>	Se aprueba la modificación del "Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes y sus Anexos". Modificada por resolución CRIE-18-2017.
<u>17</u>	<u>CRIE-17-2017</u>	Declara con lugar el recurso de reposición presentado por el Ente Operador Regional en contra de la resolución CRIE-06-2017. Establece el Cargo por Compensación Horaria en CERO.
<u>18</u>	<u>CRIE-18-2017</u>	Modificó el procedimiento aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017, a partir de recurso de reposición presentado por el EOR.
<u>19</u>	<u>CRIE-30-2017</u>	Estableció, entre otros, medidas de mitigación en la operación de los Contratos Firmes y las rentas de congestión de los DF asociados, ante las aperturas de interconexiones que producen islas eléctricas en el SER que afecten a dichos CF.
<u>20</u>	<u>CRIE-37-2017</u>	Realizó modificaciones a lo establecido en la resolución CRIE-30-2017, derivado de un recurso de reposición interpuesto por el agente EDECSA de El Salvador.
<u>21</u>	<u>CRIE-48-2017</u>	Realizó modificaciones a lo establecido en la resolución CRIE-30-2017, derivado de un recurso de reposición interpuesto por el AMM de Guatemala.
<u>22</u>	<u>CRIE-05-2018</u>	Metodología para el cálculo de la Tasa de Descuento

<u>23</u>	<u>CRIE-31-2018</u>	Cuenta General de Compensación; Modifica 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"
<u>24</u>	<u>CRIE-63-2018</u>	Adicionó el componente de arrendamiento de servidumbres (ADS) como parte del rubro de AOM del IAR aplicable a la línea SIEPAC propiedad de EPR.
<u>25</u>	<u>CRIE-72-2018</u>	Se resuelven, entre otros, aspectos relacionados a la solicitud de la Empresa Propietaria de la Red-EPR-en cuanto a suspender para los años 2018 y 2019 la deducción de la suma de USD 1,091,011, por concepto de pago de un monto fijo anual por arrendamiento de la red regional a RED CENTROAMERICANA DE TELECOMUNICACIONES, S.A. – REDCA-.
<u>26</u>	<u>CRIE-91-2018</u>	Se resuelven aspectos relacionados a la Adenda al Contrato de Arrendamiento de Infraestructura de Telecomunicaciones entre EPR, S.A. y REDCA, S.A.
<u>27</u>	<u>CRIE 105-2018</u>	Estableció aplicar limitaciones a cero, en las asignaciones de Derechos de Transmisión que sean solicitado que cumplan con: a) tengan el nodo de retiro en el área de control de El Salvador, y b) que utilicen la capacidad de porteo de sur a norte del área de control de Nicaragua.
<u>28</u>	<u>CRIE 112-2018</u>	Se reforma a la metodología de cargos de transmisión establecida mediante la resolución CRIE-NP-19-2012, en la cual se considera que los CVT neto que resulten como cargos a las CGC y que se deriven de restricciones nacionales que afectan la operación comercial de los CF y sus DF asociados, llamados Cargos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN), sean trasladados como una reducción en la CMM que se aplica a los CC, únicamente para las demandas de los países responsables de dichas restricciones.

5. Ingreso Autorizado Regional

5.1 Metodología del AOM de la Línea SIEPAC

5.1.1 Diseño General

El 22 de septiembre del año 2016, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-54-2016, mediante la cual aprobó la *“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”*; dicha metodología tiene como objetivo 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 (EPR). Posteriormente mediante resolución CRIE-63-2018 del 24 de mayo de 2018, la CRIE adicionó el componente de Arrendamiento De Servidumbres (ADS) como parte del rubro de AOM del IAR aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de EPR.

Derivado de la experiencia en la aplicación de la norma y del proceso de consulta al informe de diagnóstico se identificaron aspectos de la *“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”*; que pueden ser objeto de mejora, las cuales se enlistan a continuación: a) Extensión de período de aplicación del estudio , y la posibilidad de hacer estudios extraordinarios cuando se desvíen de la banda y su aplicación; b) Incorporar nuevos activos a la línea SIEPAC; c) Establecer como mutuamente excluyentes los conceptos de actualización por medio de estudio y por medio de fórmulas de indexación; d) Definir los períodos que comprenderá el estudio de actualización y el de la indexación; e) Mes de referencia para la actualización por medio de fórmulas de indexación; f) Modificar el formato de fuentes a utilizar para la actualización por medio de fórmulas de

indexación; y g) Aclarar que la CRIE será la encargada de realizar el estudio asociado a la actualización del AOM.

En ese sentido, es necesario que con el objeto de realizar las mejoras previamente detalladas, se efectúe una modificación del numeral 1.9 de la “Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR” aprobada mediante la resolución CRIE-54-2016, del 22 de septiembre de 2016, la cual fue modificada por la resolución CRIE-63-2018 en la cual se añadió a la fórmula, establecida en el numeral 1.9 de la metodología en cuestión, el componente constante de ADS.

Asimismo, resulta recomendable la incorporación de dicha metodología al RMER, para lo cual deben realizarse las modificaciones de forma que resulten necesarias para el efecto.

5.1.2 Normativa de Detalle

5.1.2.1 Extensión del período de aplicación del estudio

En cuanto a la necesidad de extensión del período de aplicación del estudio, debe mencionarse que actualmente la metodología vigente establece en su numeral 1.9 que *“se recomienda una actualización del estudio cada 2 (dos) años, tal cual lo hace la CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) de Guatemala mediante el estudio de costos de transmisión ...”*.

Al respecto, la EPR propuso en sus comentarios al informe de diagnóstico adjunto a la carta CG-HN-23-2019 que *“(...) derivado de la última actualización de los costos de AOM, se identificó la necesidad de realizar una modificación en el sentido de extender el período de actualización a 4 años considerando que en caso de que la variación anual esté fuera de la banda establecida de +/- 5% se genere una revisión extraordinaria antes de cumplirse los 4 años mediante un nuevo estudio de actualización.”*

La propuesta que antecede se justifica al analizar los costos de AOM que han sido aprobados por la CRIE a partir del año 2017. La primera vez que se aplicó la metodología del AOM actualmente vigente fue para establecer el AOM 2017, lo cual implicó un cambio sustancial respecto al AOM 2016 (20%). Posteriormente, para el AOM 2018, en el cual se realizó la indexación prevista en la referida metodología, la variación fue solamente del 3%; mientras que para el AOM 2019 se realizó el estudio de actualización del AOM y la variación con respecto al del año anterior fue del 4%. De lo anterior se concluye que existe poca variabilidad entre el AOM de un año y otro derivado de aplicación de la metodología vigente. Lo anterior puede observarse en la tabla siguiente:

Año	2016	2017	2018	2019
AOM(USD)	10,772,288	12,874,000	13,282,018	13,806,751
Variación		20%	3%	4%

Cuadro 5.1.1.1: Variación inter anual del AOM, a partir del cambio metodológico realizado sobre el IAR del año 2017, fuente: Información propia de la CRIE

Por otra parte, se determinó que la inflación interanual promedio de los países de Centroamérica fue del 4%, para el período de 2010 – 2017, por lo que se puede concluir que sería adecuado establecer una banda del +/- 5%, con el objeto de realizar la actualización el valor del AOM mediante el estudio, cuando los indicadores de indexación resulten con valores atípicos, dicha banda se estima representativa, y que de superarse indicaría que existe una variación elevada de los precios. Lo anterior puede observarse en el siguiente gráfico:

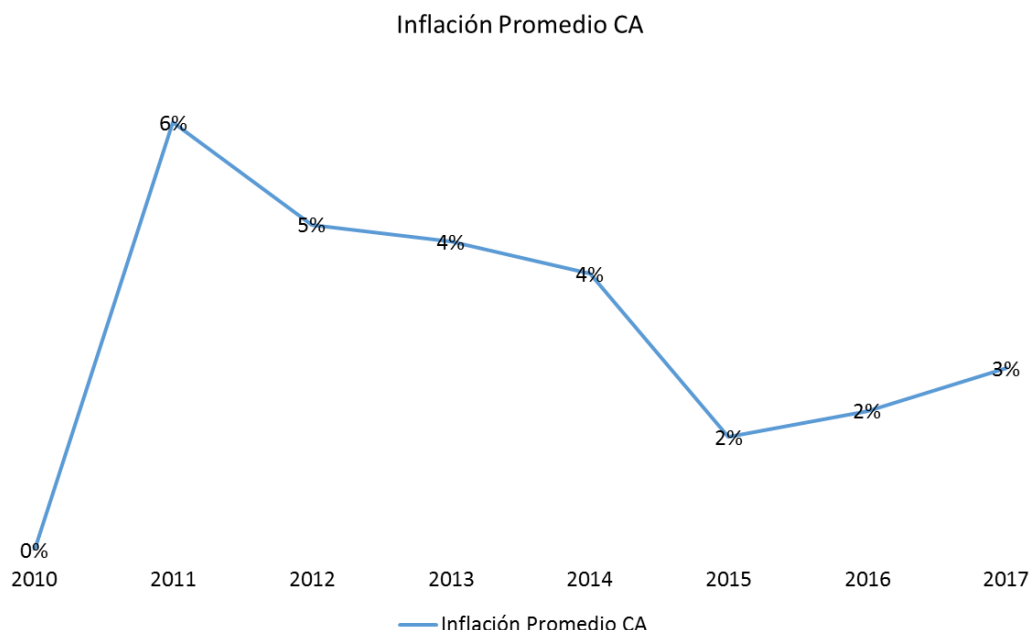


Grafico 5.1.1.1: Elaboración propia. Fuente de datos: IPC - Banco Mundial actualizado al año 2017

Por otro lado, se considera válido el argumento que la EPR propuso en sus comentarios al informe diagnóstico, comentarios presentados mediante la nota con referencia CG-HN-23-2019, en la cual se manifiesta que: *“el incremento del período de vigencia del estudio permite a EPR tener estabilidad en los ingresos y reduce la inversión de recursos económicos y humanos, tanto en CRIE como de la EPR”*.

Con base en lo considerado previamente, y teniendo en consideración las diferentes experiencias internacionales en cuanto a la duración de los períodos de actualización del estudio para determinar el AOM (períodos tarifarios) que son de hasta 5 años (Colombia, Brasil), se estima adecuado extender el período de realización del estudio del AOM a 5 años dada la estabilidad del AOM aprobado en años previos, siempre y cuando la indexación resultante del AOM a autorizar no exceda la variación anual de la banda establecida de +/- 5% al AOM autorizado para el año en curso. En caso que ocurra que el AOM indexado resulte fuera de la banda establecida, será necesario la elaboración del estudio de actualización para la determinación del AOM correspondiente.

5.1.2.2 Incorporación de nuevos activos a la Línea SIEPAC

Respecto a la incorporación de los nuevos activos a la Línea SIEPAC, la norma actualmente vigente no señala un procedimiento específico para identificar el momento en el cual se debe reconocer el AOM del nuevo activo en el IAR correspondiente. Actualmente, se establece que debe aplicarse la metodología vigente, utilizando los nuevos datos que surgen de la incorporación de los nuevos activos en la empresa.

Por su parte, en el *“INFORME FINAL DE CONSULTORÍA ACTUALIZACIÓN DE LOS COSTOS DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO APLICABLE A LA LÍNEA SIEPAC, PROPIEDAD DE LA EPR, ESTABLECIDA EN LA RESOLUCIÓN CRIE-54-2016”*, realizado por la CRIE para determinar el monto del AOM del año 2019, en el apartado 6.7.5 punto 3) se indica que la metodología se aplica a: *“Las cantidades y tipos de instalaciones 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.).”*, de lo anterior se desprende que la metodología es aplicable a todas aquellas instalaciones en operación comercial tal y como lo establece el numeral 15.3 del Anexo I del Libro III del RMER. De lo anterior se puede concluir, que para la inclusión de nuevos activos es necesario realizar un reajuste del estudio considerando las cantidades de instalaciones de la empresa, sin embargo, no hay un procedimiento establecido para llevar a cabo la incorporación respectiva, lo cual es necesario tomando en cuenta que se está evaluando la modificación de los plazos de actualización del estudio e indexación.

En virtud de lo anterior se propone que se establezca de forma clara en la regulación regional, el procedimiento para reconocer el AOM asociado a la incorporación de nuevos activos de la Línea SIEPAC.

5.1.2.3 Modificaciones adicionales

Respecto al numeral 1.9 de la *“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”*, y derivado de la aplicación de la norma previamente citada en los procesos de determinación del AOM y de las modificaciones abordadas previamente, se han identificado oportunidades de mejora, las cuales pueden citarse a continuación:

- a) Establecer como mutuamente excluyentes los conceptos de actualización por medio de estudio y por medio de fórmulas de indexación.
- b) Definir los períodos que comprenderá el estudio de actualización y el de la indexación.
- c) Mes de referencia para la actualización por medio de fórmulas de indexación.
- d) Modificar el formato de fuentes a utilizar para la actualización por medio de fórmulas de indexación.
- e) Aclarar que la CRIE será la encargada de realizar el estudio asociado a la actualización del AOM.

5.1.2.4 Consolidación Regulatoria en el RMER

Con el objeto de consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo, se recomienda adicionar al RMER la *“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”*; para lo cual se deben realizar las siguientes modificaciones al RMER:

a) Adicionar al Libro III del RMER un nuevo anexo denominado *“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”*, el cual deberá ser incluido como Anexo “O” del Libro III del RMER. (Ver detalle en el Anexo del Presente informe)

b) Modificar el literal “a” del numeral I5.1 del Anexo I del Libro III, el cual se leerá así:

“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.](#)”

c) Modificar el numeral I5.6 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“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.”](#)

d) En vista que la totalidad de la *“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”* será adicionada al RMER se deberán derogar las resoluciones CRIE-54-2016 y CRIE-63-2018.

Las modificaciones planteadas en este apartado se incorporan en la propuesta de consolidación regulatoria del RMER que se presenta en el Anexo del presente informe.

5.2 Metodología de Rentabilidad de la EPR

5.2.1 Diseño General

El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), establece en su Libro III, Anexo I, numeral I5.1, que: *“El Ingreso Autorizado Regional (IAR), para un determinado año, para el Agente Transmisor EPR será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (Línea SIEPAC), el Ingreso Autorizado Regional será el monto que cubra:*

a) los costos de administración, operación y mantenimiento de una Empresa Eficientemente Operada, de acuerdo a lo establecido en el Numeral 9.2.3 (b) del Libro III del RMER; b) el servicio de la deuda, hasta por un monto de US\$453 millones, que el Agente Transmisor EPR contraiga para financiar las inversiones asociadas a la construcción y entrada en operación de la Línea SIEPAC ; c) el Valor Esperado por Indisponibilidad; d) los tributos, que pudieran corresponderle; y e) una rentabilidad regulada de acuerdo a la metodología de cálculo que autorice la CRIE, considerando un aporte patrimonial de hasta US\$58.5 millones.”

Al respecto, el 22 de septiembre del año 2016 la CRIE aprobó mediante la resolución CRIE-55-2016 la “Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC”, basada en el modelo de cálculo Capital Asset Pricing Model (CAPM), misma que con el objetivo de consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo es necesario adicionar el RMER.

En cuanto a los criterios contenidos en la “Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC”, esta Comisión ha analizado el criterio del valor del dinero en el tiempo y el establecimiento de la banda que fija la rentabilidad, indicando lo siguiente: a) En cuanto al valor del dinero en el tiempo, la metodología vigente de rentabilidad regulada de la Línea SIEPAC lo reconoce al aplicar la inflación a largo plazo de los Estados Unidos de América, al monto de inversión patrimonial, conforme el numeral 3 de dicha metodología; b) En cuanto a la banda que fija la rentabilidad, la CRIE consideró necesario establecer, mediante resolución CRIE-55-2016, el límite inferior para garantizar la mínima retribución del costo de capital propio de la EPR, y en el mismo sentido de garantizar la sostenibilidad de la retribución de la Línea a través de un límite superior. Por las razones antes expuestas, no se identifica la necesidad de modificaciones de los criterios antes indicados.

Por otra parte, la CRIE ha identificado la necesidad de evaluar y complementar las fuentes de información establecidas en dicha metodología, específicamente en el premio por riesgo país, por lo tanto mediante esta revisión integral de la remuneración de la transmisión se hace necesario abordar dicho tema para identificar las posibles soluciones así como la metodología de detalle que permita subsanar dicho inconveniente.

Finalmente, es importante mencionar que los mecanismos para remunerar las expansiones de la transmisión se estarán abordando en la revisión integral de mediano plazo del régimen tarifario de la RTR que estará llevando a cabo esta Comisión.

5.2.1.1 Fuentes de Información

En el proceso de aprobación del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC del año 2019, específicamente en la componente de rentabilidad regulada, la CRIE identificó que la información referente a las tasas de riesgo corporativos para empresas de servicios públicos (spreads), provistos por Reuters para Utilities, para bonos a 10 años, no se encuentra disponible de forma gratuita; sin embargo se determinó que existen fuentes alternas de información que son de acceso gratuito, actualizadas constantemente y utilizadas en la región, que pueden ser consideradas para determinar el premio por riesgo país.

Al respecto se debe tomar en cuenta que la CRIE mediante la resolución CRIE-05-2018 del 25 de enero de 2018 resolvió adicionar al Libro III del RMER un nuevo anexo denominado: “ANEXO J.

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO utilizada para las tareas de planeamiento que realiza el EOR, y que dicha metodología se basa al igual que la “*Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC*”, en el método CAPM (Capital Asset Pricing Model) y contiene alternativas para obtener información sobre la tasa de riesgo país. En consecuencia, se considera adecuado tomar en cuenta las fuentes de información de dicha metodología, para complementar la “*Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC*”, en lo referido al premio por riesgo país, se conoce que el profesor Aswath Damodaran de la New York University, publica información actualizada de las tasas de riesgo país (Moody’s). Adicionalmente para el caso de países con economías dolarizadas JP Morgan publica datos de Emerging Markets Bonds Index Plus EMBI+ ; de lo anterior se desprende que se podrían utilizar las fuentes de información antes mencionadas, en lo relativo a la variable de riesgo país, sin embargo, en el caso de que en el futuro dicha información no se encuentre disponible será necesario establecer la posibilidad de utilizar otra fuente reconocida internacionalmente.

5.2.2 Normativa de Detalle

5.2.2.1 Fuentes de Información

Para lograr lo propuesto en el numeral anterior, se recomienda que el numeral 2.2 de la “*Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC*” establecida mediante la resolución CRIE-55-2016, considere los siguientes ajustes (marcados en color azul):

“2.2 Cálculo de la tasa adicional de riesgo por contexto del país receptor de la inversión (r_c)

Al estimar el costo del capital en países emergentes, resulta necesario aplicar un adicional por riesgo local. Esto se debe a que las inversiones en este tipo de economías suelen ser más riesgosas que en economías más desarrolladas y estables económicamente. Los mercados emergentes están sujetos a fluctuaciones específicas del mercado doméstico y de variables de índole político-institucional, económica y regulatoria que inciden sobre los proyectos de inversión, lo que lleva a considerar una prima por el riesgo adicional que podrían causar estos factores.

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 <http://www.secmca.org/Informes.html>).

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 que 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 que éstos 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.”

5.2.2.2 Consolidación Regulatoria en el RMER

Con el objeto de consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo, se recomienda adicionar al RMER la “Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC”; para lo cual se deben realizar las siguientes modificaciones al RMER:

a) Adicionar al Libro III del RMER un nuevo anexo denominado “Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC” el cual deberá ser incluido como Anexo “P” del Libro III del RMER. (Ver detalle en el Anexo del presente informe)

b) Modificar el numeral I5.2 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“~~I5.2 Mientras la CRIE no autorice la~~ El valor de rentabilidad regulada indicada en el literal e del numeral I5.1 anterior, será determinado conforme ~~la~~ metodología establecida en el Anexo “P” del presente libro.”

c) Modificar el numeral I5.10 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“~~I5.10 El Agente Transmisor EPR solamente podrá solicitar, como parte del IAR anual para la Línea SIEPAC, la rentabilidad regulada que autorice la CRIE~~ que resulte de la aplicación de la metodología contenida en ~~el Anexo P y el numeral I5.2 del presente Anexo.”~~

d) En vista que la “Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado Regional de la Línea SIEPAC” en su totalidad será adicionada al RMER se recomienda proceder a derogar la resolución CRIE-55-2016.

Las modificaciones planteadas en este apartado, se incorporan a la propuesta de consolidación regulatoria del RMER que se presenta en el Anexo del presente informe.

6. Cargos Regionales de Transmisión

Conceptualización del uso y la disponibilidad de las redes eléctricas

Antes de iniciar el análisis de los cargos regionales de transmisión, es necesario considerar lo que se entiende por uso y disponibilidad de los sistemas de transmisión que usualmente son comprendidos en los mercados eléctricos.

El uso de una red eléctrica puede tener varias connotaciones dependiendo del contexto y la fuente de análisis, para este efecto a continuación se expone la forma de comprensión que será considerado en el presente análisis:

Uso real o efectivo localizado: Se comprende como el tránsito de un flujo de potencia eléctrica sobre cada una de las instalaciones de una red, el cual puede ser registrado a través de un medidor (si existe), si hay más de un usuario, el flujo será el total neto de los aportes de cada usuario.

Esta comprensión es utilizada para analizar los efectos físicos sobre las instalaciones, cargabilidad, cálculo de pérdidas de transmisión, etc., objetivos técnicos, normalmente no es utilizado para el cálculo de cargos de transmisión.

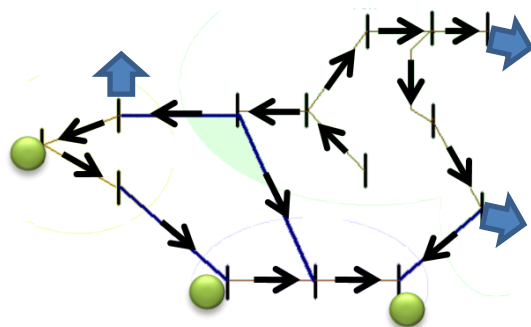


Figura 6a: Esquematzación del uso real o efectivo localizado, donde se muestran los flujos de potencia (medición) producidos por las inyecciones y retiros reales o efectivos sobre la red, sin poderse identificar el uso específico de cada inyección o retiro sobre cada instalación.

Uso estimado o proyectado: Se comprende como el valor de un flujo de potencia eléctrica sobre cada una de las instalaciones de la red, derivado de un modelo matemático de la red a partir de escenarios de carga y generación o transacciones representadas por inyecciones y retiros programados u objetivos, a partir de escenarios de inyecciones y retiros sobre la red, si hay más de un usuario, se puede ejecutar el modelo n-veces según sea el número de usuarios de forma individual, de tal forma que se puede aislar un flujo de otro.

Esta comprensión es utilizada en su mayoría para análisis eléctricos y de planeamiento de los mercados. En el caso del MER es utilizado para calcular y asignar los cargos asociados a las transacciones programadas (CVT) a los agentes del MER y para el cálculo, mas no para la asignación a los agentes, de los cargos por uso de la RTR (CURTR). En los mercados nacionales no es utilizado para el cálculo ni la asignación de los cargos de transmisión.

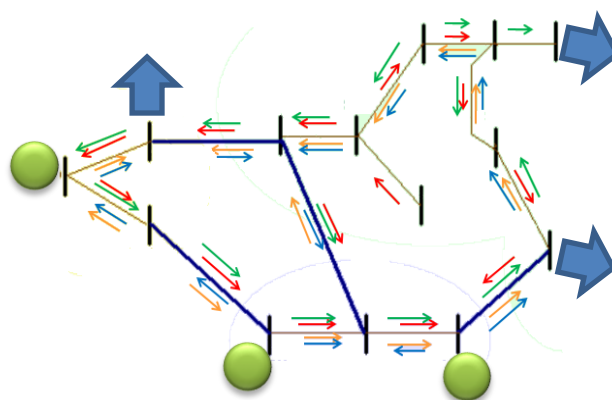


Figura 6b: Esquematación del uso estimado o proyectado, donde se muestran los flujos de potencia simulados y producidos por un escenario de inyecciones y retiros estimado (programados), donde se puede lograr identificar el uso específico de cada inyección o retiro sobre cada instalación, a través de la propiedad de superposición eléctrica.

Uso efectivo generalizado: Se comprende cuando el número de usuarios es alto y la red es compleja (muy mallada), se puede asumir que el uso de la red es generalizado, es decir que toda inyección y retiro en la red “usa” la red en cualquier medida, cuando la red tiene características zonales identificables, se puede separar dos o más usos generalizados por zonas de la red.

Cuando el número de usuarios es alto y la red es compleja (muy mallada), no se puede identificar en forma clara el uso que un agente realiza de la misma. En consecuencia, los métodos basados en uso en sistemas eléctricos deben necesariamente realizar asignaciones arbitrarias sobre los activos que “son usados” por un agente. La excepción son las líneas (cuasi) radiales, para las cuales se puede asignar el uso en forma más precisa, pero salvo en este caso, la naturaleza de las redes eléctricas sólo permite identificar en forma inequívoca inyecciones y retiros, pero no recorridos. Entre otros criterios, se puede asumir que el uso de la red es generalizado, es decir que toda inyección y retiro en la red “usa” la red en cualquier medida, cuando la red tiene características zonales identificables, se puede separar dos o más usos generalizados por zonas de la red.

Esta comprensión es la más aplicada en la mayoría de mercados nacionales de la región para calcular y para asignar los cargos de transmisión, con base en las capacidades de inyección o retiro de los agentes o en base a las inyecciones y los retiros efectivamente ejecutados. En el MER este concepto es utilizado únicamente para asignar mas no para calcular los CURTR a los agentes que inyectan y retira en cada país tanto a nivel regional como nacional.

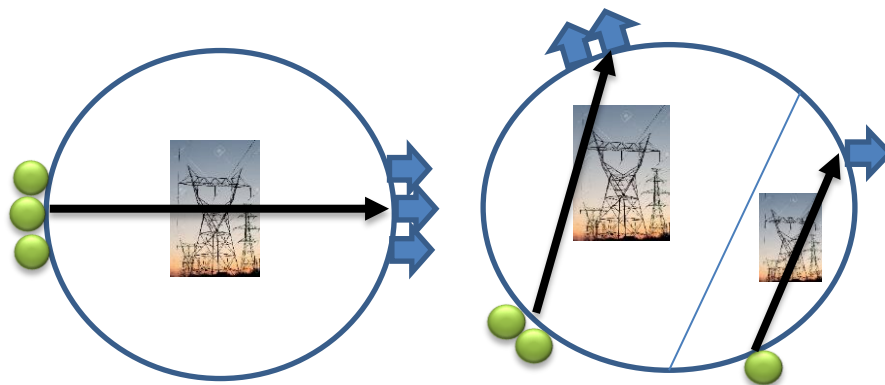


Figura 6c: Esquematación del uso efectivo generalizado, donde se consideran los flujos de potencia producidos por las inyecciones y retiros sobre la red, asumiéndose que todas las inyecciones y retiros reales o efectivos usa la red en mayor o menor medida, también se considera el caso donde se puede separar la red en dos o más zonas con la misma asunción.

La disponibilidad de la red: Se comprende como la capacidad en stand-by de la red, como el tiempo mínimo continuo aceptable que cada instalación de la red debe estar en funcionamiento y disponible para su uso.

Esta comprensión es considerada en los mercados donde el pago de los cargos de transmisión es asociado a la capacidad de inyectar (generación instalada o contratada) y la capacidad de retirar (demanda máxima), bajo la premisa que la red de transmisión ha sido desarrollada (inversión) para soportar estas capacidades, es decir por la disponibilidad y no por el uso efectivo de la red.

Sobre la remuneración a los Agentes Transmisores según lo estipulado en el Tratado Marco

Respecto a los cargos regionales de transmisión es necesario partir de lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), para lo cual, se plantean primero los aspectos relacionados con la remuneración del servicio de transmisión regional a la cual tiene derecho los agentes transmisores y posteriormente los aspectos relacionados con los cargos asignados a los agentes no transmisores para el pago por el servicios de transmisión regional.

El artículo 14 del Tratado Marco establece lo siguiente:

“La remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales será cubierta por los agentes del Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la CRIE. // Para determinar la remuneración a que tendrán derecho los agentes transmisores por el servicio de transmisión regional, la CRIE tendrá en cuenta los eventuales ingresos de cualquier negocio distinto al de la transmisión de energía eléctrica, realizado usando dichas instalaciones. // Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario. El peaje y cargo complementario

cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.” (El resaltado es propio).

A partir de lo anterior, cabe preguntarse: qué redes se deben remunerar, ¿todas las redes regionales? Para atender este aspecto la CRIE determinó que las redes a remunerar se deben separar en cuatro tipos según su naturaleza de desarrollo y ámbito remuneratorio existente y futuro; lo cual fue establecido en el numeral 9.2.1 del Libro III del RMER, como sigue:

“El Ingreso Autorizado Regional, para un determinado año, de cada Agente Transmisor será la suma de los Ingresos Autorizados Regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial. Los Ingresos Autorizados Regionales se calcularán según los siguientes criterios:

*a) Para las instalaciones del primer sistema de transmisión regional (**la Línea SIEPAC**), cuyas instalaciones son propiedad de la EPR, el **Ingreso Autorizado Regional** será establecido en el Anexo I;*

*b) Para las instalaciones de las **Ampliaciones Planificadas**, el Ingreso Autorizado Regional **será el Canon resultante de una licitación pública internacional más el VEI**. El Canon retribuirá la inversión, administración, operación y mantenimiento, los impuestos, la rentabilidad y cualquier otro gasto asociado a la Ampliación Planificada;*

*c) Para las **instalaciones existentes y Ampliaciones a Riesgo** que pertenezcan a la RTR, los Ingresos Autorizados Regionales **solo incluirán el Valor Esperado por Indisponibilidad**; y*

*d) Para las **Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional**, el Ingreso Autorizado Regional será aprobado por la CRIE, de acuerdo con los siguientes criterios (...)” (El resaltado es propio).*

Lo anterior se puede resumir así: la remuneración por el servicio de transmisión regional se estableció de la siguiente forma:

- a) Para la Línea SIEPAC: un Ingreso Autorizado Regional (IAR)
- b) Para las ampliaciones planificadas: un ingreso determinado por un Canon por licitación pública más un Valor Esperado por Indisponibilidad (VEI).
- c) Para las instalaciones existentes nacionales y Ampliaciones a Riesgo: un ingreso determinado por un Valor Esperado por Indisponibilidad (VEI).
- d) Para las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional: a) si el Iniciador realizó una licitación pública internacional para contratar la construcción, mantenimiento y operación de la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional, el Ingreso Autorizado Regional se calculará como un porcentaje del Canon más el VEI y b) si la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional es realizada por el Iniciador en forma privada, el Ingreso Autorizado Regional se calculará como un porcentaje del Costo Estándar Anual de la instalación.

Para el análisis de la remuneración a los agentes transmisores a nivel regional, se ha considerado conveniente considerar las experiencias en los mercados nacionales, según se plantea a continuación:

- a) ¿Qué es lo que se debe remunerar?; En los mercados nacionales se remuneran las instalaciones nacionales existentes y su expansión planificada, mientras que en el MER se remunera la Línea SIEPAC y las ampliaciones planificadas con beneficio regional; por esta razón y para evitar la doble remuneración de instalaciones nacionales que pertenecen a la RTR (que ya están siendo remuneradas a nivel nacional) la normativa regional establece que a éstas instalaciones únicamente se les reconoce remuneración regional por el cumplimiento adicional de los objetivos de calidad regionales, a través del VEI.
- b) ¿Cuánto hay que remunerar (instalaciones existentes)? En los mercados nacionales el monto a remunerar es el valor nuevo de remplazo de las instalaciones nacionales existentes, mientras que en el MER el monto a remunerar es el costo del proyecto de la Línea SIEPAC (Servicio de Deuda), operado de forma eficiente (AOM y tributos) y una rentabilidad regulada, es decir que no se considera el costo de su remplazo.

Con base en lo anterior, se identifica que si bien el Tratado Marco establece la remuneración de las redes regionales, es a través de la normativa regional (RMER), que se consideran las particularidades que deben existir en cada tipo de remuneración y su monto. Sin embargo, al respecto se identifica la necesidad de considerar en la actual normativa, la remuneración necesaria para garantizar el reemplazo de las ampliaciones planificadas de la RTR existentes y futuras, esta necesidad está programada para su desarrollo en la etapa de mediano plazo indicada en el numeral 2 del presente informe.

Sobre los Cargos por Uso y Disponibilidad de la Redes Regionales que deben ser pagados por los Agentes No Transmisores según lo estipulado en el Tratado Marco.

El artículo 14 del Tratado Marco establece lo siguiente:

*“La remuneración por la disponibilidad y uso de las redes regionales **será cubierta por los agentes del Mercado de acuerdo a la metodología aprobada por la CRIE.** // Para determinar la remuneración a que tendrán derecho los agentes transmisores por el servicio de transmisión regional, la CRIE tendrá en cuenta los eventuales ingresos de cualquier negocio distinto al de la transmisión de energía eléctrica, realizado usando dichas instalaciones. // **Los cargos por el uso y disponibilidad de la red de transmisión regional considerarán los cargos variables de transmisión, el peaje, el cargo complementario.** El peaje y cargo complementario cobrados a los Agentes dedicados a la distribución se trasladarán a la demanda final.”* (El resaltado es propio).

El artículo 12 del Tratado Marco establece lo siguiente:

*“Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado. **Los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales serán aprobados por la CRIE,** y los cargos por el uso y disponibilidad de las redes nacionales serán aprobados por el ente regulador nacional y no serán discriminatorios para su uso en función regional.”* (El resaltado es propio).

Con el objeto de analizar los temas en estudio, se ha considerado que tanto en el caso de la remuneración como en el caso de los cargos para cubrir dicha remuneración, se deben plantear la siguientes interrogantes, ¿Qué agentes del Mercado deben cubrir el pago? ¿Todos los agentes? Con el objeto de atender este aspecto la CRIE determinó que los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales

deberán ser asignados a los agentes según el uso programado y efectivo de dichas redes, lo cual fue establecido en los numerales 9.3.1, 9.3.13, 9.3.14 del Libro III del RMER, como sigue:

*“9.3.1 Las Tarifas o Cargos Regionales de Transmisión son el Cargo Variable de Transmisión (CVT), el Peaje y el Cargo Complementario. **El CVT es pagado implícitamente en el Mercado de Oportunidad Regional o explícitamente en el Mercado de Contratos Regional.** El Peaje y el Cargo Complementario conforman el Cargo por Uso de la RTR (CURTR).”* (El resaltado es propio).

*“9.3.13 **Los Agentes que retiran de cada País “p” deberán pagar mensualmente el CURTR igual a la tarifa CURTRCp (US\$/MWh) por cada MWh de su demanda correspondiente a cada mes del semestre para el cual este cargo está vigente.**”* (El resaltado es propio).

*“9.3.14 **Los Agentes que inyectan de cada País “p” deberán pagar mensualmente el CURTR igual a la tarifa CURTRGp por cada MWh de generación correspondiente a cada mes del semestre para el cual este cargo está vigente.**”* (El resaltado es propio).

Lo anterior se puede resumir así: La asignación de los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales (RTR) se estableció de la siguiente forma:

- a) Para los agentes que hacen transacciones regionales, pagan por el uso programado de la RTR: CVT
- b) Para los agentes que retiran y que inyectan en cada país, pagan el uso efectivo de la Línea SIEPAC (interconexiones y tramos internos): los Cargos por Uso de la RTR (CURTR = Peaje + CC)

Para comprender la diferenciación que la regulación hace entre transacciones regionales y las inyecciones y retiros, es necesario explicar que en el MER las transacciones tienen dos características importantes:

- a) Son financieras con respecto al despacho en tiempo real, es decir que los detalles de las compras y ventas regionales entre los agentes (inyecciones y retiros nodales programados) no son consideradas en el despacho de las unidades de generación (inyección real en la red, bajo órdenes de mérito propias de cada país) ni en el comportamiento de la demanda (retiros reales en la red). Lo único que es considerado en el despacho de generación son los valores de intercambios programados netos entre áreas de control. A este respecto, existe una excepción en la componente de retiro de los Contratos Firmes, a la cual expresamente la regulación le confiere un carácter físico por su naturaleza de compromiso de abastecimiento a una demanda real y como un retiro para reemplazar generación en el mercado spot del país importador.

Para compensar el efecto entre la característica financiera de las transacciones regionales y las inyecciones y retiro reales, la regulación establece las *transacciones por desviaciones en tiempo real*, que originalmente eran nodales y que a partir del 1 de enero de 2019 son por área de control (resolución CRIE-06-2017, modificada por las resoluciones CRIE-17-2017 y CRIE-41-2017). Las *transacciones por desviaciones en tiempo real* tienen como objetivo identificar y liquidar las diferencias económicas que se originan debido a la independencia entre los criterios de despacho real y la programación. Sobre esto es importante indicar que bajo una concepción teórica y eficiente del mercado, las ofertas de compra y venta en el MER deberían guardar una consistencia con los costos de generación de los mercados nacionales y por lo tanto la brecha entre las transacciones programadas y al menos las inyecciones debería ser baja. En el caso de los retiros

esta brecha es más compleja de comprender, ya que los retiros programados en el MER no son retiros físicos (a excepción de los retiros de los CF), sino que son reemplazos de generación en el país importador, por lo que, y bajo la teoría de eficiencia que se indicó, las ofertas de compra deberían estar asociadas a un recurso de generación dispuesto a reducirse por precio.

Esta característica financiera de las transacciones no está definida de forma explícita en el RMER, ya que se considera criterio nacional la decisión que las transacciones regionales nodales determinen o no en el despacho económico de generación nacional final a nivel nodal (Nacional más MER); se ha observado que la mayoría de países únicamente consideran en su despacho económico de generación, el intercambio neto entre áreas de control derivado de las transacciones regionales.

- b) La segunda característica de estas transacciones, consiste en que producen inyecciones y retiros nodales programados para efectos de validar la factibilidad técnica de las transacciones regionales, estas son modeladas como inyecciones y retiros sobre la red del predespacho regional, con el objeto de determinar los flujos de potencia que producen (simulación) y verificar que estos no sobrepasen las restricciones en las capacidades operativas de transmisión, estas inyecciones y retiros programados determinan los intercambios programados que posteriormente son considerados por los OS/OM en el despacho de generación, sin embargo estas inyecciones y retiros programados nodales no determinan el detalle de las inyecciones y retiros reales en cada nodo de la red, con excepción de los retiros de los CF.

Para el análisis de los cargos por el servicio de transmisión, se ha considerado conveniente analizar las experiencias de los mercados nacionales, de la siguiente forma:

- a) ¿Cómo se debe cobrar?, ¿cómo se determina el cargo o tarifa?

En los mercados nacionales se identifican dos mecanismos:

- ✓ Monto a remunerar/Capacidad instalada o contratada por el usuario: **Tarifa en \$/MW**
- ✓ Monto a remunerar/Consumo o Generación proyectada: **Tarifa \$/MWh.**

A nivel regional el RMER considera el monto a remunerar/Uso proyectado: **CURTR \$/MWh**

- b) ¿Quiénes deben pagar?

A nivel nacional pagan todos los usuarios reales de la red, es decir no se considera los usos programados (predespachos) o estimados (planificaciones), se identifican dos mecanismos:

- ✓ La demanda o generación máxima contratada, multiplicada por la Tarifa, es decir no se consideran los volúmenes de transacciones.
- ✓ El retiro o inyección real (medición), multiplicada por la Tarifa, es decir no se consideran los volúmenes de transacciones.

A nivel regional pagan todos los usuarios de la red (Línea SIEPAC), donde se consideran tanto los usos programados (predespachos) como los usos efectivos, se identifican dos mecanismos:

- ✓ El volumen de transacciones programadas, multiplicado por la diferencia de precios nodales: **(CVT)**

- ✓ El retiro o inyección real (medición), multiplicados por el CURTR (**NO TRANSACCIONES**)

Teniendo en consideración lo anterior, se identifica que si bien el Tratado Marco establece que los cargos por el uso y disponibilidad de las redes regionales deben ser cubiertos por los agentes (comprendiéndose que se refiere a todos), es a través de la normativa regional (RMER) que se establecen las particularidades que se deben tomar en cuenta para cada agente. Por lo tanto, se considera que la actual normativa es adecuada, en cuanto a su separación entre los cargos a las transacciones regionales por el uso programado y los cargos a las inyecciones y retiros que usan efectivamente la RTR; sin embargo cabe resaltar que en particular con el término de disponibilidad a la que hace referencia el Tratado Marco; el RMER la considera incluida en los CURTR, siendo este cargo asignado solo a las inyecciones y retiros registrados (medición), sin considerar la potencialidad de inyección (capacidad instalada efectiva de generación) y de retiro (demanda máxima) que debería estar asociada a disponibilidad de la RTR, por esto último se recomienda que se realice una separación entre la componente de Peaje y CC de los CURTR, asociando el pago por Peaje al uso efectivo (medición de inyección y retiro de cada país) y el pago del CC a la disponibilidad de la RTR a través de la capacidad instalada efectiva de generación (potencial inyección) y demanda máxima (potencial retiro) de cada país.

A continuación se presenta un resumen comparativo entre algunas de las características asociadas a los cargos de transmisión entre los mercados nacionales y el MER.

MERCADOS NACIONALES		MER
Existe una demanda (retiros) y una generación (inyecciones) incremental	≠	No existe demanda ni generación propia del mercado, los retiros e inyecciones regionales se derivan de los excedentes de generación en los países de exportación y las capacidades de reemplazo en los países de importación.
Los cargos de transmisión fijos (Peaje o Canon) se cobran a los retiros e inyecciones (consumos o capacidades instaladas) y no a las transacciones	=	Según el RMER los cargos de transmisión fijos deben ser pagados por las inyecciones y retiros reales (medición) (no transacciones regionales ni nacionales)
Debido a que la demanda no disminuye, la remuneración de la red está asegurada, por lo que no se necesitan cargos adicionales.	≠	Debido a que no hay demanda segura, la remuneración de la transmisión no es segura y se necesita crear un cargo complementario (CC).

MERCADOS NACIONALES		MER
Debido a que el volumen de inyecciones y retiros es estable, las pérdidas de transmisión son constantes y se agregan a los cargos fijos.	≠	Debido a que el volumen de transacciones es altamente variable y zonal, las pérdidas de transmisión se deben determinar en el predespacho regional a través del CVT.
Cuando existen congestiones en la red se resuelven con generación forzada* (se garantiza el suministro) y su costo se socializa sobre la demanda o se dirige al causante de la congestión cuando es identificable. Es decir la capacidad de transmisión no es un problema para el uso programado o real.	≠	Debido a que no existe generación forzada* (no existe reservas para este fin), las congestiones obligan a reducir las transacciones (no se garantiza el suministro), por lo que se debe identificar competitivamente la transacción a abastecer a través del CVT.

Figura 6d: Resumen comparativo entre algunas de las características asociadas a los cargos de transmisión entre los mercados nacionales y el MER.

6.1 Peaje

6.1.1 Diseño General

6.1.1.1 Análisis del Mecanismo de cálculo, distribución y asignación del Peaje y CC establecido en el RMER

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” aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018, se estableció que el Peaje de los Cargos por Uso de la RTR fueran igual a cero, de tal forma que solamente a través del Cargo Variable de Transmisión (CVT) y Cargo Complementario (CC) se obtendrían los recursos para la remuneración de los agentes transmisores. Al respecto el artículo 14 del Tratado Marco establece que los cargos por el uso y disponibilidad de la RTR considerarán los CVT, el Peaje y el CC. Sin embargo la CRIE, si bien sí consideró el Peaje al momento de valorar la metodología antes indicada, estimó que éste debía ser igual a cero de forma transitoria, no obstante dado que esta disposición fue emitida en el año 2012 y considerando la evolución del mercado y el crecimiento de las transacciones regionales, se identifica conveniente retomar los análisis necesarios, para evaluar la posible implementación del Peaje, tomando en cuenta las buenas prácticas internacionales, además de lo establecido en el capítulo 9 numeral 9.3 del Libro III del RMER.

En este sentido, respecto al mecanismo establecido en el capítulo 9 numeral 9.3 del Libro III del RMER, mismo que se encuentra actualmente suspendido, el cual se basa en calcular tarifas

semestrales de Peaje y CC para las inyecciones y retiros de los 6 países del MER en función de información histórica regional y nacional de inyecciones, retiro y sus flujos de potencia balanceados (7 transacciones globales, la transacción global del mercado es aquella formada por todas las inyecciones y retiros de los mercados nacionales y el regional), para obtener los fondos necesarios para pagar el IAR a los agentes transmisores menos los ingresos proyectados que provengan de las transacciones regionales, dígase CVT, se identifican las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas:

- a) Considera el uso programado en los predespachos nacionales y regional de las instalaciones a remunerar, es decir todas las transacciones, para identificar el pago del Peaje.
- b) Se basa en dos metodologías técnicas de uso práctico en la industria:

1) Metodología de Flujo Dominante (MFD) Anexo E del Libro III del RMER, la característica básica del método es que permite separar el uso (y costeo) de una transacción en dos partes: lo realmente utilizado (dando crédito a transacciones que causen contraflujo) y la capacidad no utilizada. El método se aplica para dividir el costo de la transacción " u " $R(u)$ en dos componentes, $R_1(u)$ y $R_2(u)$

$R_1(u)$ está relacionado con la capacidad del elemento de transmisión que está siendo usada, llamada *capacidad base*. Esta fracción de capacidad corresponde al flujo neto del elemento de transmisión y el costo asociado es pagado solo por aquellos participantes con un flujo positivo, es decir, aquellos que van en la misma dirección que el flujo total neto.

$R_2(u)$ está relacionado con la capacidad no utilizada del elemento de transmisión y como todos los participantes se benefician de la confiabilidad y la seguridad asociadas, esta fracción correspondiente de los costos totales es pagada por todos los participantes.

El costo total por uso de la red para la transacción u será igual a: $R(u) = R_1(u) + R_2(u)$.

2) Metodología de Participaciones Medias (MEPAM) Anexo F, del Libro III del RMER. El MEPAM identifica, para cada inyección de potencia en la red, caminos físicos que comienzan en la inyección, que se extienden por la red hasta alcanzar los retiros donde estos terminan. Análogamente se encuentran los caminos desde los retiros hasta alcanzar las inyecciones donde estos inician. Para crear estos caminos el MEPAM utiliza en cada nodo de la red el principio de proporcionalidad: en cada nodo de la red, las inyecciones se reparten proporcionalmente sobre los retiros de dicho nodo (Ver numeral F1.4 del Anexo F del Libro III del RMER).

- c) Considera que las componentes del Peaje y CC atribuibles a las transacciones regionales, se asignan a los países que participan en dichas transacciones.
- d) La Metodología del Flujo Dominante (MFD) se considera adecuada para identificar la componente de uso asociado al ingreso a recolectar de las instalaciones a remunerar, por parte de las transacciones regionales y las transacciones nacionales, ya que utiliza una

proporción entre la capacidad de las instalaciones y el flujo de potencia programado regional y nacional sobre éstas.

Desventajas:

- a) Considera proyecciones semestrales (inyecciones y retiros regionales y nacionales y el CVTn), que pueden generar distorsiones a futuro, si dichas proyecciones se alejan sustancialmente de lo que ocurre en la realidad programada en el mercado, lo que puede implicar ajustes a los Cargos por Uso de la RTR (CURTR) subsiguientes.
- b) La distribución del CC de cada línea a las transacciones globales regionales y nacionales, se basa en una proporción del uso de las instalaciones a remunerar.

6.1.1.2 En relación a la distribución del Peaje y el CC sobre cada transacción global (MER y Nacionales)

Se identifica importante destacar, que en el mecanismo mencionado en el numeral anterior y establecido en el RMER, es la capacidad operativa de transmisión de cada línea “I” (*fcl*), de la fórmula del numeral E1.11 del Anexo E del Libro III del RMER, la que se utiliza como denominador en la fórmula de distribución de la componente del Peaje sobre las transacciones globales MER y nacionales, sin embargo esta capacidad, según el glosario del Libro I del RMER, es; *“la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o por un grupo de líneas que enlazan dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER, tomando en consideración el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.”*, en tal sentido las capacidades operativas son determinadas por el EOR únicamente entre áreas de control (líneas de interconexión o grupo de líneas de interconexión que unen dos áreas de control) y no para cada línea o elemento de transmisión (*fcl*), lo que implicaría que unas líneas (interconectores) tendrían un tratamiento diferente en el cálculo del Peaje, a diferencia de las líneas no interconectores para las que se tendría que utilizar la capacidad térmica continua como denominador en el cálculo del Peaje (*fcl*). Lo anterior implicaría la necesidad de hacer una revisión del término de capacidad a la que se refiere la fórmula E1.11 del Libro III antes descrita. Este aspecto es considerado como una dificultad de aplicación del mecanismo de cálculo del Peaje considerado en el RMER.

6.1.1.3 En relación a la asignación del Peaje y el CC sobre las inyecciones y retiros de cada país

Es importante tener en cuenta que la metodología del anexo E del Libro III del RMER, establece que la distribución del CC sobre las transacciones globales, se basa en una distribución en función de la proporción del flujo del Peaje de dichas transacciones, para posteriormente asignarla a las generaciones y demandas de la componente del MER y a las demandas de las componentes nacionales respectivamente por medio del MEPAM, esta forma de distribuir el CC no se considera la más conveniente, ya que con la aplicación de la metodología transitoria establecida mediante la resolución CRIE-NP-19-2012, se ha observado que ésta presenta una señal económica adecuada en relación con la parte del ingreso a recolectar que no se obtuvo a través del Peaje y el CVT, captando la distribución de costos directos que deben pagar las demandas de cada país según la inversión de los tramos ubicados en dicho país (tramos no interconectores identificados que tengan un beneficio regional). A demás los criterios de clasificación de las instalaciones, establecidos 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", en interconectores y no interconectores, considera ventajas que se

explican en detalle en la sección 6.2 del presente informe, así como también se recomiendan mejoras a dicha metodología.

6.1.1.4 Estimación de cálculo del Peaje conforme la metodología establecida en el RMER

Con el objeto de valorizar los efectos, que el mecanismo establecido en el capítulo 9 numeral 9.3 del Libro III del RMER, genera en el cálculo de las tarifas el CURTR, a continuación se presenta un ejercicio de la aplicación de la Metodología de Flujo Dominante (MFD) para escenarios históricos del primer semestre del año 2018.

		Capacidad		Promedio de Flujos DC balanceados de las									
		Ingreso a Recolectar (MW p.u.)		Transacciones Globales (MW p.u.)									
PAIS	TRAMOS SIEPAC	IR (CI) =IAR/2	fcd	fmer	fgua	fels	fhon	fnic	fcri	fpan	fi	CBI (peaje) =IR(fI fcd)	Cal (cc) = IR-CBI
GUA	AGUACAPA – LA VEGA	\$ 1,212,340.61	3	0.30	1.71	0.00	-0.03	0.00	0.00	0.00	1.99	\$ 804,182.86	\$ 408,157.75
	LA VEGA – FRONTERA EL SALVADOR	\$ 1,091,733.50	3	0.46	0.22	0.00	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.67	\$ 242,202.00	\$ 849,531.50
	PANALUYA – EL FLORIDO	\$ 1,183,452.86	3	0.52	-0.01	-0.01	0.06	0.00	0.00	0.00	0.56	\$ 219,158.78	\$ 964,294.08
	GUATE NORTE – SAN AGUSTIN	\$ 765,072.33	3	-0.31	-0.12	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00	-0.40	\$ 102,757.70	\$ 662,314.63
	SAN AGUSTIN – PANALUYA	\$ 1,074,069.36	3	0.45	-0.30	0.01	-0.04	0.00	0.00	0.00	0.11	\$ 40,885.06	\$ 1,033,184.30
ELS	FRONTERA GUATEMALA – AHUACHAPAN	\$ 365,306.48	3	-0.46	-0.22	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.32	\$ 38,366.02	\$ 326,940.46
	15 SEPTIEMBRE – FRONTERA HONDURAS	\$ 1,856,367.96	3	-0.14	0.01	0.00	0.02	0.00	0.00	0.00	-0.12	\$ 73,496.84	\$ 1,782,871.12
	AHUACHAPAN – NEJAPA	\$ 1,792,117.64	3	0.34	0.00	0.13	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.45	\$ 268,205.54	\$ 1,523,912.10
	NEJAPA – 15 SEPTIEMBRE	\$ 1,294,100.51	3	-0.19	0.00	0.17	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	\$ 260.27	\$ 1,293,840.24
HON	EL FLORIDO – SAN NICOLÁS	\$ 1,109,136.53	3	-0.52	0.01	0.01	-0.06	0.00	0.00	0.00	-0.56	\$ 205,396.45	\$ 903,740.08
	AGUACALIENTE – FRONTERA NICARAGUA	\$ 957,858.91	2	-0.09	0.00	0.00	-0.03	0.02	0.00	0.00	-0.11	\$ 50,426.75	\$ 907,432.16
	FRONTERA EL SALVADOR – AGUACALIENTE	\$ 606,372.97	3	0.14	-0.01	0.00	-0.02	0.00	0.00	0.00	0.12	\$ 24,007.36	\$ 582,365.61
	SAN BUENAVENTURA – TORRE 43	\$ 807,014.17	3	-0.12	0.01	0.00	0.15	0.00	0.00	0.00	0.03	\$ 8,611.82	\$ 798,402.35
	SAN NICOLÁS – SAN BUENAVENTURA	\$ 896,255.04	3	0.35	-0.01	-0.01	0.08	0.00	0.00	0.00	0.41	\$ 123,717.21	\$ 772,537.83
NIC	FRONTERA HONDURAS – SANDINO	\$ 1,663,311.14	2	0.09	0.00	0.00	0.03	-0.02	0.00	0.00	0.11	\$ 87,565.48	\$ 1,575,745.66
	TICUANTEPE – FRONTERA COSTA RICA	\$ 1,164,732.58	0.6	-0.16	0.00	0.00	0.00	-0.20	0.06	0.00	-0.30	\$ 586,259.10	\$ 578,473.48
	SANDINO – TICUANTEPE	\$ 1,661,384.76	3	-0.10	0.00	0.00	0.00	0.30	0.00	0.00	0.20	\$ 112,052.52	\$ 1,549,332.25
CRI	FRONTERA NICARAGUA – CAÑAS	\$ 2,288,612.75	0.6	-0.16	0.00	0.00	0.00	-0.20	0.06	0.00	-0.30	\$ 1,151,955.45	\$ 1,136,657.30
	RÍO CLARO – FRONTERA PANAMÁ	\$ 2,633,393.71	2.9	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	-0.39	-0.30	\$ 276,835.32	\$ 2,356,558.39
	CAÑAS – JACO	\$ 843,629.14	3	-0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.63	0.01	0.58	\$ 162,358.83	\$ 681,270.30
	JACO – PARRITA	\$ 3,436,184.43	3	-0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.01	0.38	\$ 437,663.75	\$ 2,998,520.68
	PARRITA – PALMAR NORTE	\$ 1,293,210.10	3	-0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.06	0.25	\$ 106,086.90	\$ 1,187,123.20
	PALMAR NORTE – RÍO CLARO	\$ 458,705.10	3	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.09	-0.07	-0.05	\$ 7,195.74	\$ 451,509.36
PAN	FRONTERA COSTA RICA – VELADERO	\$ 91,396.49	2.9	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	-0.39	-0.30	\$ 9,608.05	\$ 81,788.44
	LT DOMINICAL – VELADERO	\$ 3,160,389.46	3	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	-0.86	-0.77	\$ 813,477.71	\$ 2,346,911.75
		\$33,706,148.52										\$ 5,952,733.51	\$ 27,753,415.01
												18%	82%
												Recolección por USO	Recolección por CC

Tabla 6.1.1-1: Estimación del cálculo de la componente por uso (Peaje) y reserva (CC), del Ingreso a Recolectar (IAR/2), a partir de los datos históricos del primer semestre 2018, con base en el anexo E del Libro III del RMER (Metodología del Flujo Dominante), para los 54 escenarios de carga establecidos en el numeral 9.3.6 del Libro III del RMER.

A partir de la estimación del cálculo del Peaje presentado en la tabla 6.1.1-1, se observa que la componente del Peaje ronda el 18% del ingreso a recolectar, el cual se considera bajo respecto a la componente de Cargo Complementario. Otro aspecto importante a destacar sobre el cálculo del Peaje es la variabilidad que éste generaría en las tarifas del CURTR, debido a que éste depende del volumen de transacciones, el cual en el MER es variable mensualmente y mayormente entre estaciones del año.

A continuación en la tabla 6.1.1-2 se presenta la distribución del Peaje para cada transacción global del ejercicio de la tabla 6.1.1-1, es decir la componente económica que se le asigna a cada país y al MER:

R1: Montos por Peaje por Transacciones Globales						
R1_Umer	R1_Ugua	R1_Uels	R1_Uhon	R1_Unic	R1_Ucri	R1_Upan
\$ 121,122.69	\$ 681,371.81	\$ 1,681.15	\$ -	\$ 7.19	\$ -	\$ 0.02
\$ 163,958.35	\$ 77,223.74	\$ 1,015.94	\$ -	\$ 3.97	\$ -	\$ 0.01
\$ 197,795.20	\$ -	\$ -	\$ 21,363.58	\$ -	\$ -	\$ 0.01
\$ 73,477.70	\$ 28,283.06	\$ 993.06	\$ -	\$ 3.88	\$ 0.01	\$ -
\$ 40,334.87	\$ -	\$ 548.05	\$ -	\$ 2.13	\$ 0.01	\$ -
\$ -	\$ -	\$ -	\$ 38,366.02	\$ -	\$ 0.00	\$ -
\$ 73,496.83	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00	\$ -
\$ 193,144.31	\$ 2,616.78	\$ 72,437.86	\$ -	\$ 6.57	\$ -	\$ 0.01
\$ 254.35	\$ 5.91	\$ -	\$ -	\$ 0.01	\$ -	\$ 0.00
\$ 185,374.41	\$ -	\$ -	\$ 20,022.03	\$ -	\$ -	\$ 0.01
\$ 38,005.89	\$ -	\$ -	\$ 12,420.86	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 24,007.36	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 0.00	\$ -
\$ -	\$ 357.00	\$ 204.35	\$ 8,049.64	\$ 0.82	\$ 0.00	\$ -
\$ 100,040.39	\$ -	\$ -	\$ 23,676.81	\$ -	\$ -	\$ 0.01
\$ 65,996.80	\$ -	\$ -	\$ 21,568.69	\$ -	\$ -	\$ -
\$ 263,119.73	\$ -	\$ -	\$ 26.09	\$ 323,113.28	\$ -	\$ -
\$ -	\$ 0.19	\$ 0.21	\$ -	\$ 110,405.18	\$ 1,645.04	\$ 1.89
\$ 517,010.67	\$ -	\$ -	\$ 51.26	\$ 634,893.53	\$ -	\$ -
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 276,835.32
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ 160,047.19	\$ 2,311.64
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ 428,690.90	\$ 8,972.85
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ 90,182.17	\$ 15,904.73
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ 3,960.13	\$ 3,235.60
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 9,608.05
\$ -	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 813,477.71
\$ 2,057,139.56	\$ 789,858.49	\$ 76,880.62	\$ 145,544.97	\$ 1,068,436.57	\$ 684,525.45	\$ 1,130,347.85
\$						5,952,733.51
35%	13%	1%	2%	18%	11%	19%

Tabla 6.1.1-2: Estimación de la distribución sobre las 7 transacciones globales (6 mercados nacionales más el MER) de la componente por uso (Peaje), del Ingreso a Recolectar (IAR/2), a partir de los datos históricos del primer semestre 2018, con base en el anexo E del Libro III del RMER (Metodología del Flujo Dominante), para los 54 escenarios de carga establecidos en el numeral 9.3.6 del Libro III del RMER.

De la tabla 6.1.1-2 anterior, se observa que la variación entre la componente de Peaje asociado a la transacción nacional de cada país es bastante alta, teniendo algunos países menos del 5% y otros de casi el 20%. También se observa que la componente más alta se le asigna a las transacciones del MER con un 35%, el cual debe asignarse a los países involucrados en dichas transacciones para sumarse a su componente de peaje asociado a la transacción nacional, es decir que el aporte del MER al Peaje sería de un 6.3% (18% Recolección por uso y 35% Transacciones MER) del ingreso que se debe recolectar mensualmente para el pago del IAR de la Línea SIEPAC.

El Peaje, según lo establecido en los numerales 9.3.13 y 9.3.14 del Libro III del RMER, concibe que sean las demandas y generaciones totales de cada país (agentes que retiran y agentes que inyectan), las que paguen el mismo, lo anterior descansa sobre el criterio que todas las demandas

y generaciones usan en menor o mayor medida las instalaciones a remunerar (uso generalizado), lo que es considerado adecuado en los mercados con una sola demanda y generación.

Por lo anterior, se recomienda considerar la implementación del mecanismo del Peaje establecido en el RMER, considerando mejoras regulatorias que se explican a continuación.

6.1.1.5 Propuestas de cálculo, distribución y asignación del Peaje

La propuesta de cálculo, distribución y asignación del Peaje recomendada es la establecida en el RMER en el apartado 9.3 del Libro III, considerando las siguientes mejoras regulatorias:

- a) Considerar el criterio de no variabilidad en la remuneración del IAR, al igual que la actual metodología del CC (“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”), a través de la no utilización de información proyectada (Inyecciones y retiros regionales y nacionales programados y el CVTn) para calcular el Peaje a futuro. En tal sentido, se propone calcular el Peaje de forma expost mensualmente, utilizando la información de las transacciones programadas en el MER y en los mercados nacionales del mes de operación (en lugar de hacerlo semestralmente), para el cual se calcula el Peaje, evitando así la generación de sub cuentas de compensación de faltantes y excedentes, indicadas en el numeral 9.3.2 del Libro III del RMER.
- b) Aplicar el cálculo del Peaje para cada período de mercado del mes inmediato anterior de operación comercial y totalizarlo para la determinación de la tarifa correspondiente.
- c) Consideraciones relacionadas con la capacidad de transmisión a utilizarse en el cálculo del Peaje: Para el caso de las instalaciones RTR interconectores se deberá considerar la Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia (MCTP) utilizada en la programación de las transacciones en el predespacho regional, para cada período de mercado. Y para el caso de las instalaciones RTR no interconectores se deberá considerar su respectivo límite térmico continuo.

Los impactos estimados de la aplicación de este cargo serían:

- a) Una recolección aproximada de un 18% del valor del IAR (*ver el porcentaje de recolección por uso de la Tabla 6.1.1-1 = 18%*),
- b) El cargo por Peaje sería pagado por todos los agentes que retiran (demanda) y por todos los agentes que inyectan (generación) de cada país que realiza transacciones regionales y nacionales, en concepto de uso de la RTR.

Adicionalmente, se considera necesario implementar un mecanismo a través del CC que capte la señal económica de las restricciones nacionales que impiden realizar transferencias de potencia entre cualquier par de áreas de control del SER de porteo, ante las variaciones en las MCTP asociadas a los tramos no interconectores de cada país, de tal forma que incentive a estos países a realizar las inversiones necesarias para superar las restricciones que podrían estar limitando las transacciones regionales.

6.1.2 Consolidación Regulatoria en el RMER

Con el objetivo de consolidar la regulación regional, se recomienda modificar el RMER, con base en la propuesta desarrollada en el anexo del presente informe, con la modificación de los numerales 9.3, 9.4 y capítulo 12 del Libro III del RMER, así como las modificaciones de los anexos E y F del Libro III del RMER a efectos de considerar las recomendaciones presentadas en el numeral 6.1.1.5 del presente informe.

6.2 Cargo Complementario (CC)

6.2.1 Diseño General

6.2.1.1 Cálculo y Asignación del CC

Como se mencionó en la sección 6.1 referente al Peaje, se considera que el CC debe ser calculado para cada instalación a remunerarse, con base en criterios propios asociados a la remuneración de la capacidad no utilizadas de las instalaciones, es decir con base en la disponibilidad de la RTR a remunerarse, donde la base de asignación debe estar relacionada con la territorialidad y la potencial explotación de la capacidad de transmisión de las instalaciones por parte de las inyecciones y retiros nacionales y regionales, por esta razón es que no se recomienda basar la distribución del CC en función de la proporción del uso programado de transacciones globales históricas (MER y 6 Nacionales), como se plantea en el numeral 9.3.9 y la fórmula del numeral E1.12 del anexo E ambos del Libro III del RMER. En este sentido el siguiente análisis considera una evaluación de las alternativas que se identifican para la asignación directa del CC.

Adicionalmente y considerando lo analizado en el último párrafo del numeral 6.1.1.5 del presente informe, se identifica necesario realizar una mejora regulatoria de manera que el CC envíe una señal económica, que capte el uso restringido de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, por las transacciones regionales, ante las variaciones en las MCTP, con el objetivo de incentivar a los países a realizar las inversiones necesarias para superar dichas restricciones a las transacciones regionales, esta propuesta se ampliará en la sección 6.2.1.2.2 de este informe.

A continuación, se presentan los distintos criterios alternativos de asignación directa del CC por instalación, que se identifican factibles de aplicación:

- a) Asignación del CC de las instalaciones ubicadas en un área de control específica (no interconectores) a la demanda de dicha área de control, y la asignación del CC de todas las instalaciones tipificadas como interconectores a las demandas de todas las áreas de control. Criterio actual establecido 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”.
- b) Asignación del CC de todas las instalaciones ubicadas en una determinada área de control, a su demanda respectiva, en función de los kilómetros de línea de las instalaciones ubicadas en cada país.
- c) Asignación proporcional del CC de todas las instalaciones a la demanda de todos los países.
- d) Asignación del CC de las instalaciones ubicadas en un área de control específica (no interconectores) a la generación instalada y la demanda máxima de dicha área de control, y la asignación del CC de todas las instalaciones tipificadas como interconectores a la generación instalada y la demanda máxima de todas las áreas de control.

Al respecto se realiza un análisis de cada una de las alternativas, para este efecto y con el objeto de no distorsionar los análisis específicos del CC, se asumirá que el Peaje, el CVT y el IVDT son cero.

6.2.1.1.1 Criterio actual de cálculo y asignación del CC:

El criterio actual de cálculo y asignación del CC se encuentra establecido 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" aprobado mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificado mediante las resoluciones CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018.

Con base en los análisis realizados en el Informe de Diagnóstico, se identificó una variedad de resultados dependiendo del criterio de análisis de la distribución del CC sobre la demanda que los paga, como ejemplo de lo anterior, a continuación se muestra una comparación de este análisis según el orden de: a) kilómetros de línea instalado en cada país, b) demanda de cada país, c) tarifa del CC por país, y d) el orden de pago del CC, criterios que no son coincidentes entre sí, como se muestra en la siguiente tabla:

2015	CC en Millones de \$	Ord CC	Km Línea	Ord Km	Demanda (MWh)	Ord Dem	CC Tarifa promedio \$/MWh	%1 Tarifario	%2 Tarifario	Orden Tarifario
GUA	\$ 8.52	3	282.89	3	9398.3	6	\$ 0.91	14%	42%	2
ELS	\$ 9.97	4	287.65	4	6289.6	2	\$ 1.59	99%	74%	5
HON	\$ 6.64	2	270.07	2	8325.2	3	\$ 0.80	0%	37%	1
NIC	\$ 3.90	1	305.64	5	4047.5	1	\$ 0.96	21%	45%	3
CRI	\$ 18.82	6	492.81	6	8768.1	4	\$ 2.15	169%	100%	6
PAN	\$ 10.67	5	150.2	1	9357.5	5	\$ 1.14	43%	53%	4

2016	CC en Millones de \$	Ord CC	Km Línea	Ord Km	Demanda (MWh)	Ord Dem	CC Tarifa promedio \$/MWh	%1 Tarifario	%2 Tarifario	Orden Tarifario
GUA	\$ 7.85	3	282.89	3	9832.7	6	\$ 0.80	8%	44%	2
ELS	\$ 8.94	4	287.65	4	6327.2	2	\$ 1.41	92%	78%	5
HON	\$ 6.28	2	270.07	2	8520.3	3	\$ 0.74	0%	41%	1
NIC	\$ 3.64	1	305.64	5	4209.0	1	\$ 0.86	17%	48%	3
CRI	\$ 16.78	6	492.81	6	9220.8	4	\$ 1.82	147%	100%	6
PAN	\$ 9.67	5	150.2	1	9639.5	5	\$ 1.00	36%	55%	4

2017	CC en Millones de \$	Ord CC	Km Línea	Ord Km	Demanda (MWh)	Ord Dem	CC Tarifa promedio \$/MWh	%1 Tarifario	%2 Tarifario	Orden Tarifario
GUA	\$ 8.83	3	282.89	3	10018.4	6	\$ 0.88	11%	50%	2
ELS	\$ 9.30	4	287.65	4	6324.2	2	\$ 1.47	84%	83%	5
HON	\$ 6.84	2	270.07	2	8576.6	3	\$ 0.80	0%	45%	1
NIC	\$ 3.85	1	305.64	5	4269.0	1	\$ 0.90	13%	51%	3
CRI	\$ 16.33	6	492.81	6	9223.0	4	\$ 1.77	122%	100%	6
PAN	\$ 11.37	5	150.2	1	9885.5	5	\$ 1.15	44%	65%	4

Tabla 6.2.1.1-1: Estadísticas del pago por CC por país, por kilómetros de línea instalados en cada país, demandas, y tarifas unitarias del CC, donde: a) %1: porcentaje incremental de las tarifas promedios del CC respecto a la más baja, y b) %2 porcentaje decremental de las tarifas promedios del CC respecto a la más alta. Datos obtenidos de la Base de Datos del EOR. En Color gris se resaltan los niveles más altos y en color amarillo los niveles más bajos

A continuación, se identifican las ventajas y desventajas derivadas del criterio vigente para establecer el cargo complementario:

Ventajas

- Es un mecanismo simple y fácil de reproducir.
- Es estable en el tiempo.
- Por ser mensual no genera saldos en las sub cuentas de faltantes o excedentes
- La asignación del CC de los tramos no interconectores a las demandas de cada país, se corresponden con los costos directos de la inversión de dichos tramos ubicados en dicho país.
- Los cobros del CC de los tramos interconectores son asignados proporcionalmente entre las demandas de todos los países, ya que se identifican como inversiones con beneficio regional.

Desventajas

- a) El mecanismo no considera la señal económica para minimizar las posibles restricciones en los sistemas eléctricos nacionales, que restringen el uso y la disponibilidad, de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, por parte de las transacciones regionales.

A continuación se muestra el cálculo del CC para el mes de marzo de 2018:

mar-18	DEMANDA	IR NO INTER	IR INTER	CC/MWh NO INTER	CC/MWh INTER	CC/MWh	CC
GUA	883843.6093	\$ 511,524.41	\$ 2,014,288.50	\$ 0.58	\$ 0.48	\$ 1.05	\$ 931,617.61
ELS	552365.5638	\$ 608,080.93		\$ 1.10	\$ 0.48	\$ 1.58	\$ 870,621.75
HON	717638.2721	\$ 395,207.67		\$ 0.55	\$ 0.48	\$ 1.03	\$ 736,303.04
NIC	380868.572	\$ 194,122.10		\$ 0.51	\$ 0.48	\$ 0.98	\$ 375,149.94
CRI	834275.63	\$ 1,367,736.23		\$ 1.64	\$ 0.48	\$ 2.11	\$ 1,764,269.64
PAN	868915.572	\$ 526,731.58		\$ 0.61	\$ 0.48	\$ 1.08	\$ 939,729.44
		\$ 3,603,402.92	\$ 2,014,288.50				\$ 5,617,691.42

Tabla 6.2.1.1-2: Cálculo del CC para un mes, conforme metodología transitoria CRIE-NP-19-2012, Asunciones del cálculo: Peaje =0, CVT =0, IVDT=0

Del cuadro anterior se puede observar que la componente del CC correspondiente a los tramos interconectores constituye una socialización de los ingresos a recolectar (IR) de estos tramos, sobre todas las demandas de la región, es decir tarifa única (\$0.48/MWh), mientras que la componente del CC correspondiente a los tramos NO interconectores, orienta el pago de los IR de estos tramos a la demanda de cada país donde se encuentran ubicados los mismos, esta última componente impacta más la tarifa en la medida que el IR sea mayor y el país tenga menor demanda.

6.2.1.1.2 Criterio de asignación del CC por kilómetros de línea ubicados en cada país

Este criterio consiste en que el CC es pagado por la demanda de cada país en función de los kilómetros de línea instalados en territorio nacional, como sigue:

mar-18	KM	IR	DEMANDA	CC/MWh	CC
GUA	279	\$ 887,778.11	883843.6093	\$ 1.00	\$ 887,778.11
ELS	286	\$ 884,648.76	552365.5638	\$ 1.60	\$ 884,648.76
HON	270	\$ 729,439.60	717638.2721	\$ 1.02	\$ 729,439.60
NIC	310	\$ 748,238.08	380868.572	\$ 1.96	\$ 748,238.08
CRI	499.6	\$ 1,825,622.54	834275.63	\$ 2.19	\$ 1,825,622.54
PAN	150	\$ 541,964.32	868915.572	\$ 0.62	\$ 541,964.32
	1794.6	\$ 5,617,691.42			\$ 5,617,691.42

Tabla 6.2.1.1-3: Cálculo del CC para un mes, conforme criterio de distribución del CC por kilómetros de línea de las instalaciones instaladas en cada país. Asunciones del cálculo: Peaje =0, CVT =0, IVDT=0

Del cuadro anterior se puede observar que el CC tendría una sola componente y correspondiente a los tramos ubicados en cada país, sin tipificarlos en interconectores o NO interconectores, de tal

forma que la demanda de cada país debería pagar todo el ingreso a recolectar (IR) según los tramos de su país, e impacta más la tarifa en la medida que el IR sea mayor.

Ventajas

- a) Es un mecanismo simple y fácil de reproducir.
- b) Es estable en el tiempo.
- c) Por ser mensual no genera saldos en las sub cuentas de faltantes o excedentes
- d) Los cobros del CC de ningún tramo son asignados sobre la demanda regional.

Desventajas

- a) Los países con baja demanda y alto kilometraje de línea ubicada en dicho país, afrontarían en mayor medida el pago de los CC.
- b) El mecanismo no considera la señal económica para minimizar las posibles restricciones en los sistemas eléctricos nacionales, que restringen el uso y la disponibilidad, de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, por parte de las transacciones regionales.

6.2.1.1.3 Criterio de asignación del CC de todas las instalaciones en proporción a la demanda de cada país

Este criterio consiste en que el CC es pagado mediante una tarifa única regional por todas las demandas de la región, como sigue:

mar-18	DEMANDA	IR	CC/MWh	CC
GUA	883843.6093	\$ 887,778.11	\$ 1.33	\$ 1,171,606.74
ELS	552365.5638	\$ 884,648.76		\$ 732,205.57
HON	717638.2721	\$ 729,439.60		\$ 951,288.02
NIC	380868.572	\$ 748,238.08		\$ 504,872.33
CRI	834275.63	\$ 1,825,622.54		\$ 1,105,900.34
PAN	868915.572	\$ 541,964.32		\$ 1,151,818.41
	4237907.219	\$ 5,617,691.42		\$ 5,617,691.42

Tabla 6.2.1.1-4: Cálculo del CC para un mes, conforme criterio de distribución del CC en proporción a la demanda de cada país. Asunciones del cálculo: Peaje =0, CVT =0, IVDT=0

Del cuadro anterior se puede observar que el CC tendría una sola componente y correspondiente a una socialización completa del IR sobre todas las demandas de los países de la región, e impactando la tarifa de todas las demandas por igual.

Ventajas

- a) Es un mecanismo simple y fácil de reproducir.
- b) Es estable en el tiempo.
- c) Por ser mensual no genera saldos en las sub cuentas de faltantes o excedentes

Desventajas

- a) Los cobros del CC a través de todas las demandas de la región, no se corresponden con los costos directos de la inversión de los tramos no interconectores ubicados en cada país.
- b) El mecanismo no considera la señal económica para minimizar las posibles restricciones en los sistemas eléctricos nacionales, que restringen el uso y la disponibilidad, de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, por parte de las transacciones regionales.

6.2.1.1.4 Propuesta Metodológica:

Se basa en el criterio de clasificación de las instalaciones establecido 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" aprobado mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificado mediante las resoluciones CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018 según la resolución CRIE-NP-19-2012, considerando su aplicación sobre la generación instalada y la demanda máxima de cada país.

Este criterio consiste en que el CC de cada instalación a remunerarse, es calculado 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. En este caso el CC son dos tarifas por unidad de potencia (\$/WM), una para la generación instalada y otra para la demanda máxima de cada país.

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.
- 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.

A continuación se presentan los resultados de una estimación del cálculo del CC bajo esta propuesta.

Distribución mensual CC con base en el tipo de instalación sobre la demanda máxima de cada país							
PAIS	DEM MAX	50% IR NO INTER	50% IR INTER	CC/MW NO INTER	CC/MW INTER	CC DEM/MW	CC DEM
GUA	1915.6	\$ 255,762.20	\$ 1,074,395.43	\$ 133.51	\$ 125.10	\$ 258.62	\$ 495,415.26
ELS	1072.0	\$ 304,040.47		\$ 283.62	\$ 125.10	\$ 408.72	\$ 438,152.00
HON	1602.0	\$ 130,352.66		\$ 81.37	\$ 125.10	\$ 206.47	\$ 330,769.33
NIC	727.2	\$ 97,061.05		\$ 133.47	\$ 125.10	\$ 258.58	\$ 188,037.38
CRI	1716.0	\$ 683,868.12		\$ 398.53	\$ 125.10	\$ 523.63	\$ 898,545.40
PAN	1555.2	\$ 263,365.79		\$ 169.35	\$ 125.10	\$ 294.45	\$ 457,926.34
	8588.0	\$ 1,734,450.28	\$ 1,074,395.43				\$ 2,808,845.71
Distribución mensual CC con base en el tipo de instalación sobre la generación instalada en cada país							
PAIS	GEN INST	50%IR NO INTER	50% IR INTER	CC/MW NO INTER	CC/MW INTER	CC GEN/MW	CC GEN
GUA	3499.1	\$ 255,762.20	\$ 1,074,395.43	\$ 73.09	\$ 66.64	\$ 139.73	\$ 488,925.31
ELS	1669.5	\$ 304,040.47		\$ 182.11	\$ 66.64	\$ 248.75	\$ 415,288.83
HON	2698.4	\$ 130,352.66		\$ 48.31	\$ 66.64	\$ 114.94	\$ 310,164.53
NIC	1117.4	\$ 97,061.05		\$ 86.86	\$ 66.64	\$ 153.50	\$ 171,521.15
CRI	3616.8	\$ 683,868.12		\$ 189.08	\$ 66.64	\$ 255.72	\$ 924,878.38
PAN	3522.2	\$ 263,365.79		\$ 74.77	\$ 66.64	\$ 141.41	\$ 498,067.51
	16123.4	\$ 1,734,450.28	\$ 1,074,395.43				\$ 2,808,845.71

TOTALES CC POR PAIS POR MES		
PAIS	CC /MW	CC
GUA	\$ 398.35	\$ 984,340.57
ELS	\$ 657.47	\$ 853,440.83
HON	\$ 321.42	\$ 640,933.86
NIC	\$ 412.07	\$ 359,558.53
CRI	\$ 779.35	\$ 1,823,423.78
PAN	\$ 435.86	\$ 955,993.86
		\$ 5,617,691.42

Tabla 6.2.1.1-5: Cálculo del CC para un mes, considerando una distribución proporcional con base en la generación instalada (50% del CC) y la demanda máxima (50% del CC) de cada país. Asunciones del cálculo: Peaje =0, CVT =0, IVDT=0

A continuación, se identifican las ventajas y desventajas de la propuesta para establecer el Cargo Complementario:

Ventajas

- Es un mecanismo simple y fácil de reproducir.
- Es estable en el tiempo.
- Por ser mensual no genera saldos en las sub cuentas de faltantes o excedentes
- La asignación del CC de los tramos no interconectores a la generación instalada y la demanda máxima de cada país, se corresponden con los costos directos de la inversión de dichos tramos ubicados en dicho país.
- Los cobros del CC de los tramos interconectores son asignados proporcionalmente entre la generación instalada y la demanda máxima de cada país, ya que se identifican como inversiones con beneficio regional.

- f) Al ser un cargo asociado a la capacidad generación y demanda de cada país, esta cubre el pago por la disponibilidad de las redes regionales, indicada por el Tratado Marco.

Desventajas

- a) El mecanismo no considera la señal económica para minimizar las posibles restricciones en los sistemas eléctricos nacionales, que restringen el uso y la disponibilidad, de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, por parte de las transacciones regionales.

Del cuadro anterior, se identifica que la metodología basada en la clasificación de las instalaciones según la metodología indicada al inicio de este apartado, considerando su aplicación sobre la generación instalada y la demanda máxima de cada país, cuenta con más ventajas que las otras alternativas consideradas en el presente informe, y que además cubre el pago por la disponibilidad de las redes regionales, indicada por el Tratado Marco.

6.2.1.2 Compensaciones a los CC

6.2.1.2.1 Compensación Mensual del MER (CMM)

En relación con la CMM establecidas mediante 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”* aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018, la cual tiene como objetivo reducir el CC de forma mensual, con los beneficios derivados de la operación comercial del MER (CVT netos e IVDT) del semestre anterior, y considerando los aportes recibidos en el proceso de consulta del Informe de Diagnóstico, a continuación se identifica que es necesario realizar las siguientes mejoras regulatorias:

- a) El cálculo de la CMM, para un mes de operación específico, debe considerar el saldo de la Cuenta General de Compensación (SCGC), al final de mes inmediato anterior, 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 CMM. Para este efecto ya no se tomará en cuenta el saldo al final del semestre anterior como actualmente está considerado por la regulación, esto con el fin que se reduzca la posible insolvencia de la CGC, esto implica que las reducciones al CC sean variables de mes a mes. Para este fin, se propone realizar los ajustes en las fórmulas de cálculo de la CMM.
- b) La distribución de la CMM sobre las demandas de los países, debe estar acorde con la contribución que realice cada país, a los ingresos de la CGC en concepto de CVT e IVDT durante la operación comercial del MER. Para este efecto se propone modificar la distribución del CMM, actualmente establecido por la regulación con base en las

demandas de cada país, y establecer como criterio que la distribución sea 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.

La señal que se busca dar a través de esta propuesta, es el de beneficiar a la demanda de cada país, a través del descuento del CC que realiza la CMM, en función del servicio de transmisión prestado a las transacciones en el predespacho regional, es decir en función del monto de CVT e IVDT de las instalaciones ubicadas en el país.

6.2.1.2.2 Costos Asociados a las Restricciones Nacionales (CARN)

En relación con los CARN establecidos mediante la resolución CRIE-112-2018, que modificó 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”* aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018, los cuales tienen como objetivo contabilizar los sobrecostos generados por las restricciones nacionales que afectan la operación comercial de los Contratos Firmes y sus Derechos Firmes asociados, por cada país responsable de dichas restricciones y aplicarles una reducción a la CMM del semestre posterior, igual al valor de los CARN. Se han identificado la necesidad de su integración al RMER hasta tanto se mantengan las condiciones que dieron origen a los CARN y que fueron establecidas en la metodología antes referida (CRIE-112-2018), no obstante lo anterior se identifica necesario considerar las siguientes mejoras regulatorias relacionados con los CARN:

- a) Modificar el cuarto párrafo del numeral 3.2 de la metodología antes citada, sustituyendo el concepto de *“Capacidad Operativa de Transmisión”*, por el término *“Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia (MCTP)”*, lo anterior con base en que la definición de *Capacidad Operativa de Transmisión* establecida en el RMER, se refiere a la máxima potencia que se puede transmitir por una línea o conjunto de líneas que unen dos áreas distintas de un sistema nacional o del SER, cumpliendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales y para los efectos de la metodología antes indicada, es necesario que se consideren las capacidades de porteo, importación y exportación asociadas a cada área de control.
- b) Por otro lado, se debe considerar que la aplicación del CARN pase de semestral a mensual, conforme a las modificaciones que se realicen sobre las formulaciones de descuento al CC, a través del CMM, que es abordado en el numeral anterior.

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

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 Cargo Asociado a Restricciones Nacionales que afectan el Porteo (CARNP), con base en las siguientes premisas:

- a) Identificar mensualmente y con detalle diario, el factor de afectación (FA) por reducción a la capacidad de porteo de un área de control específica, respecto a la *“capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros”*, producto de restricciones impuestas por el área de control correspondiente, identificadas a través de las actualizaciones de las MCTP.
- b) Valorizar la afectación descrita en el inciso anterior, con base al Ingreso a Recolectar (IR) mensual de los tramos de la Línea SIEPAC no interconectores, multiplicado por dos factores; un factor económico (FE) y un factor de gradualidad (FG). Para efectos de implementación del FG se recomienda utilizar un valor de 0.2 (correspondiente a un 20%) para el primer año, en el segundo año en un valor del 0.6 (correspondiente a un 60%) y en el tercer año en un valor de 1 (correspondiente a un 100%).

El factor económico (FE) deberá considerar: 1) el porcentaje de relación entre los intercambios regionales programados y los intercambios regionales proyectados, conforme el mecanismo establecido en el capítulo 4 del Libro II del RMER, y 2) el incremento porcentual de los intercambios regionales proyectados, entre el escenario considerando las MCTP vigentes y el escenario considerando la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros, conforme lo establecido en el numeral 10.1.2 del Libro III del RMER. Para efectos de su implementación se recomienda utilizar los resultados del estudio de planeamiento operativo más reciente que determine el EOR.

Al respecto, en el informe del EOR denominado *“ANÁLISIS COMPARATIVO DE RESULTADOS DE ESTUDIOS DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE AMÉRICA CENTRAL PARA LOS AÑOS 2017 Y 2018”* de fecha 20 de noviembre de 2017, se concluyó que *“(...) disponer de una capacidad operativa de la RTR para realizar transferencias entre par de países igual a 300 MW tendría los siguientes impactos en el MER y en los países miembros (...) 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.

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.

De lo anterior, para efectos del primer año de implementación del FE, se recomienda utilizar un valor igual a: $19.4\% * 62.8\% / 100^2 = 0.1218 \approx 0.12$

Para los subsiguientes años, se recomienda que la CRIE, en coordinación con el EOR, realice una actualización e identificación de mejoras de estos análisis, con una anticipación de al menos 2 meses, previo al inicio del año de aplicación.

- c) El valor de afectación al porteo (VA_{porteo}) se sumará al valor del IAR mensual de los tramos no interconectores de la Línea SIEPAC que deberán pagar las demandas de cada país, cuando la capacidad de porteo de un área de control afecte la capacidad operativa de intercambio internacional mínima asociado a ésta, en proporción a su FA.
- d) El total del VA_{porteo} recolectado será restado al valor del IAR mensual de los tramos no interconectores de la Línea SIEPAC que deberán pagar las demandas de cada país que no afecten la capacidad operativa de intercambio internacional mínima de porteo, en proporciones iguales.
- e) Si la reducción descrita en el inciso anterior resulta ser mayor que el valor del IAR mensual o no se identifican áreas de control que cumplan lo establecido en el inciso anterior, el VA_{porteo} remanente será asignado a la CGC del MER.

6.2.2 Normativa de Detalle

Para lograr lo propuesto en el numeral anterior, se recomienda realizar una reforma a 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*” aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018, con el fin de mejorar el cálculo, distribución, asignación, y determinación de la componente del CC en el CURTR.

6.2.3 Consolidación Regulatoria en el RMER

Con el objetivo de consolidar la regulación regional, se recomienda modificar el RMER, adicionando 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” aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y modificada por las resoluciones CRIE-35-2014, CRIE-31-2018 y CRIE-112-2018, aplicando las reformas presentadas en el numeral 6.2.1.1.4 del presente informe. Para lograr este fin, mediante el anexo del presente informe se desarrollará una recomendación de modificación de los numerales 9.3, 9.4 y capítulo 12 del Libro III del RMER, así como la adición al Libro III del RMER de un anexo “Q” denominado *“Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable”* el cual fue aprobado mediante la resolución CRIE-39-2019.

6.3 Cargos Variables de Transmisión (CVT)

En relación con los CVT, previo a evaluar si su diseño es adecuado para los fines del MER, se debe considerar lo siguiente, con base en lo establecido en el Libro II y Libro III del RMER:

- i. Los CVT son cargos o abonos a los agentes no transmisores, que no están diseñados con el objetivo exclusivo de retribuir las inversiones en transmisión, sino para captar dos componentes propios de la operación comercial del MER, a través del predespacho regional, en los siguientes aspectos:
a) Los incrementos incurridos por las transacciones por pérdidas técnicas de transmisión entre un nodo y otro de la red, con base en el precio marginal del nodo de inyección o retiro, y b) Los montos derivados del desempate horario de la asignación de la capacidad operativa de transmisión realmente disponible, que es requerida por las transacciones regionales, con base en las ofertas de inyección y retiro, según el criterio de eficiencia económica. Lo que sí está concebido es que estos CVT deben ser orientados a ser parte de los ingresos para remunerar las inversiones en la transmisión, como aporte proveniente de la operación comercial del MER.
- ii. Las transacciones regionales y por consiguiente los CVT, son variables en el tiempo mostrando una tendencia a depender de los cambios estacionales de la región.
- iii. El diseño del MER, determinó que las transacciones nacionales no paguen CVT debido a que son asignadas en mercados uninodales en virtud de su tamaño y la simplificación de que todos los precios nodales son muy parecidos al estar en una red nacional mejor adaptada, por lo que a pesar que los flujos de potencia programados sobre la red, son nacionales y regionales, solamente los flujos regionales deben pagar el CVT, porque las originan transacciones en un mercado multinodal longitudinal en el que los precios nodales son muy diferentes en virtud de la desadaptación significativa de la red regional, los CVT se originan sobre una red pre cargada con las transacciones nacionales.
- iv. Los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT), son fundamentalmente un CVT anticipado, basado en cálculos técnicamente muy similares a los CVT, en el pre-despacho regional, solo que con una valorización en base a precios marginales nodales de las subastas de DT según las ofertas de compras de DT

Durante los distintos foros de discusión sobre este tema, algunos agentes han planteado la iniciativa de eliminar los CVT por considerarlos cargos inciertos volátiles que no dan señales estables para las transacciones, también plantearon que esta situación se incrementó con la entrada en aplicación de los CF y DF. Una propuesta planteada como sustitución del CVT es la de considerar un cargo fijo o estampillado, con el fin de implementar un cargo estable en el tiempo.

Considerando las características del CVT y en especial la descrita en el literal “b” del inciso “i” anterior, no se identifica factible que un cargo fijo a las transacciones regionales, resuelva la problemática de desempate transaccional ante congestiones, condición operativa a la que se enfrentan dichas transacciones ante las capacidades de transmisión realmente disponible de la red de transmisión regional y su desadaptación significativa.

Por lo anterior, se considera que el actual modelo de CVT, es adecuado para los aspectos bajo los cuales fue diseñado el mismo, y de manera especial como criterio de desempate diario derivado de la limitada capacidad de transmisión que utilizan las transacciones que se programan en el MER; lo anterior considerando que el objetivo del CVT no debe limitarse a ser un mecanismo de recuperación de las inversiones en transmisión.

7. Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo

7.1 Asignación de los DF

7.1.1 Capacidad de Transmisión para asignación de los DT

7.1.1.1 Diseño General

El numeral 3.1.1 del “*PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN*” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificada por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, establece:

“3.1.1 La Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control para la asignación de los DT, determinada a partir de las máximas capacidades de transferencias de potencia calculadas por el EOR, para la asignación de los DT será el menor valor de capacidad operativa de los escenarios de demanda máxima, media y mínima. El valor de la capacidad operativa se calculará considerando los valores de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER, la capacidad de importación, exportación y porteo, resultantes del respectivo estudio de seguridad operativa y vigente a la fecha de la publicación de las capacidades operativas para DT. Inicialmente se calculará con base al menor valor de la capacidad de importación, exportación y porteo de los escenarios de demanda máxima, media y mínima, entre áreas de control del SER, hasta que el EOR determine el procedimiento para usar los tres valores simultáneamente en el proceso de asignación de los DT.”

Considerando que el EOR, a través de la nota EOR-GPO-31-05-2018-120 del 31 de mayo de 2018, remitió el “*Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas para la asignación de Derechos Transmisión (DT) y la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) – usando validación eléctrica con MCTP*”, mediante el cual propuso el mecanismo para incrementar la capacidad operativa para asignación de DT en base a las MCTP calculadas mensualmente.

El procedimiento propuesto por el EOR fue revisado y observado por el equipo técnico de la CRIE en varias oportunidades durante su etapa de desarrollo, concluyéndose que lo propuesto por el EOR es pertinente para su inclusión en la normativa regional, considerando las modificaciones tal como se analizó y recomendó en los informes GT-77-2017 y GM-12-106-2018/GT-112-2018.

Por lo tanto, se identifica necesario considerar una modificación al numeral 3.1.1 del “PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificada por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018.

7.1.1.2 Normativa de Detalle

Se recomienda la modificación del numeral 3.1.1 del “PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificada por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, de manera que se lea de la siguiente manera (en color azul lo cambios):

“3.1.1 La Capacidad Operativa de Transmisión para la asignación de los DT será determinada por el EOR de conformidad a lo detallado en el procedimiento establecido al efecto en el Anexo “Procedimiento de cálculo de las capacidades operativas para la asignación de Derechos Transmisión (DT) y la ejecución del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) – usando validación eléctrica con MCTP” .”

Adicionalmente se propone incorporar al libro III del RMER, un procedimiento denominado “PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN”, a través de la sustitución del Anexo E de dicho libro,

7.1.2 Precios mínimos aceptables de oferta para compra de DT

7.1.2.1 Diseño General

Como parte de los análisis de la aplicación del “PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificada por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, y derivado del proceso de consultas y foros de discusión con los agentes, se identificó que los precios mínimos aceptables para ofertas de compra de DF con período de validez anual, no están acordes con la realidad de los CVT en la operación comercial del MER, ya que están basados en datos históricos que contienen condiciones operativas no representativas del horizonte para el cual se asignan los DF, en este sentido, se ha analizado esta situación identificando que, en efecto dichos precios mínimos, debieran ser aplicados solo en aquellos casos donde no se cuenta con un nivel de competencia por la capacidad de transmisión que implique acudir a una base estimada de valorización mínima de los CVT proyectados.

Por lo anterior, y con el objeto de promover la competencia por la adquisición de DF anuales y mensuales y homologar 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.

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 períodos 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.

Por otro lado, y siempre con el objetivo de mejorar el mecanismo de cálculo de los precios mínimos aceptables para ofertas de DT, y considerando la experiencia de aplicación del método de medias móviles, se identifica necesario, realizar una verificación de datos no representativos en las series históricas de precios ex ante, para esto se propone que, previo a aplicar el método de medias móviles, el EOR realice una verificación de datos a dichas series históricas, para cada nodo de la RTR y para cada mes, de tal forma que se descarten de las series todos los valores de precios ex ante que, en un mes y en un nodo, sean mayores al valor promedio mensual más la desviación estándar y sean menores que el valor promedio mensual menos la desviación estándar.

7.1.2.2 Normativa de Detalle

Para considerar en la regulación las propuestas anteriores, se recomienda realizar las siguientes modificaciones (en color azul los cambios):

- i. Modificar el literal b) del numeral 3.2.1 del Anexo A de la resolución CRIE-07-2017, el cual se leerá así:

“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 DF, realizadas por más de dos oferentes, considerando los DF existentes, no superen la MCTP o la COTDT correspondiente.”

- ii. Derogar el literal d) del numeral 3.2.1 del Anexo A de la resolución CRIE-07-2017.

- iii. Adicionar un último párrafo al numeral 3.4.1 del Anexo A de la resolución CRIE-07-2017, el siguiente texto:

“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 sean mayores al valor promedio mensual más la desviación estándar y sean menores que el valor promedio mensual menos la desviación estándar, para cada nodo y para cada mes.”

7.1.3 Compensación de Potencia entre DF

7.1.3.1 Diseño General

El Anexo A “*PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN*” fue aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificado por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, nótese que las modificaciones realizadas mediante la resolución CRIE-31-2018, consideraron únicamente cambios a la sección referida a la conciliación de los CVT e IVDT, sin generar modificaciones en la sección de las formulaciones matemáticas del Programa de Selección de Solicitudes (PSS) para la asignación de los DT.

El PSS considera una restricción para los DF, en las ecuaciones número 4 del apartado D4.2.1, la cual asegura que este tipo de derechos sean factibles eléctricamente por cada elemento “x” de transmisión, es decir que evita que el neto de los flujos de potencias que estos producen (DF existente o por asignar) en la red eléctrica, eludan el límite térmico continuo del referido elemento de transmisión “x”, sin embargo esta restricción no considera la sumatorias de flujos que se pudieran dar en un conjunto de elementos de transmisión que unen dos áreas de control, condición que se puede presentar durante la operación del MER y que está evidenciada en las Capacidades Operativas de Transmisión así como en las MCTP.

Por la razón anterior, es necesario incluir en el PSS 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.

Para lograr lo anterior, se han formulado las restricciones necesarias para el fin descrito en el párrafo anterior, las cuales fueron sometidas a pruebas en coordinación con el EOR, luego de revisiones y mejoras a las mismas y los resultados fueron satisfactorios, como lo documentó el EOR en el informe “*Análisis EOR Pruebas de Neteo*” remitido el día 18 de noviembre de 2016.

7.1.3.2 Normativa de Detalle

Modificar la ecuación número cuatro (4) del apartado D4.2.1 del Anexo 1 del “*PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN*” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 como sigue (cambios en color azul):

Ecuación de Factibilidad de Derechos Firmes

$$\begin{aligned} \sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfu_e \\ \sum_k \max\left(0, \left[\begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \alpha_k T_k\right]_i\right) - \sum_q \max\left(0, \left[\begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \delta_q TV_q\right]_i\right) &\leq \begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \end{bmatrix} \forall e \\ \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfu_e \\ \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfl_e \end{aligned}$$

$$\sum_j^{MT} \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j^{MT} \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q T V_q]_j) \leq b f M T l_e$$

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.

$b f M T u_e$ = Vector columna de las capacidades operativas de transmisión, denominadas máximas capacidades de transferencia de potencia por área de control, para el límite superior “u”.

$b f M T l_e$ = 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)

7.1.4 Periodicidad de los Procesos de Asignación de DF Anuales y Pago por Compras de los DT

7.1.4.1 Diseño General

Periodicidad de los Procesos de Asignación de DF Anuales

Una problemática que fue identificada durante los procesos de asignación de DF con periodos de validez anual, fue el traslape que existe entre los dos procesos de asignación de este tipo de DF, donde la asignación de enero a diciembre y la asignación de julio a junio del año siguiente, generan diferencias inter semestrales entre las cantidades de potencia disponibles para ser asignadas a los DF y los respectivos precios mensuales a pagar por éstos.

Al realizar un análisis sobre este traslape, se observó que se produce una desvalorización de la capacidad de transmisión para DF, en el segundo semestre del periodo de asignación anual, debido a que el precio de los DF, se basa en un modelo marginal, el cual determina el precio con la oferta marginal si se genera una congestión entre las solicitudes de compra, este efecto solamente se da durante el primer semestre de la asignación, debido a que además de los DF solicitados existen también los DF vigentes pre asignados, todo lo contrario sucede en el segundo

semestre de la asignación, donde dichos DF pre asignados vencen y la congestión desaparece, produciendo precios a pagar por los DF sumamente bajos.

La situación descrita anteriormente, en la cual se producen “precios altos en el primer semestre y precios bajos en el segundo semestre” para una misma asignación, provoca que los agentes reaccionen de una forma no competitiva por la capacidad y la estacionalidad de este fenómeno meramente casuístico provocado por el esquema de dos asignaciones traslapada. Por lo que se identifica que la existencia de ambos procesos producen más desventajas que beneficios para los procesos de asignación.

Por lo anterior, se recomienda eliminar el proceso de asignación de DF con periodos de validez de julio a junio del año siguiente.

Pago por compra de los DT

Con el objeto de atender la problemática surgida durante la aplicación del mecanismo de subasta de los DT, donde las ofertas de compra de DT han resultado con abonos en vez de cargos, debido al efecto que se produce por la optimización por pérdidas de transmisión en dicho mecanismo (compensación entre ofertas de compra para ser factibles eléctricamente sobre la red), y considerando que los IVDT en la actualidad ya no son asignados a los agentes transmisores, sino que son asignados a la CGC, se identifica viable considerar que cuando el cálculo de los pagos por compra de DT (dígase PDF y PDFPP en la nomenclatura del anexo respectivo), resulte ser negativo (abono al agente titular del DT), este cálculo se establezca en cero (0). Esta propuesta es considerada adecuada para atender esta problemática, ya que la optimización de las pérdidas que se considera en la subasta de los DT, es indicativa y no tiene efectos en el predespacho regional, siendo éste último donde se valorizan efectivamente las pérdidas que requieren los contratos regionales para ser factibles eléctricamente, además esta propuesta elimina la posibilidad que sigan resultando abonos a los agentes que ofertan por la compra de DT.

7.1.4.2 Normativa de Detalle

Periodicidad de los Procesos de Asignación de DF Anuales

Se propone modificar el numeral 3.2.3 del Anexo A del PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017, de tal manera que solamente se realice el proceso de asignación de DF anual a ejecutarse en el mes de diciembre, para un período de validez de enero a diciembre del siguiente año.

Pago por compra de los DT

Se propone modificar el numeral D7.1.2 del Anexo A del PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017, en específico en las fórmulas 15 y 16 de dicho numeral, las cuales se leerán así (en color azul lo cambios):

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

Si el resultado del PDF_k resulta ser negativo, el valor del PDF_k se establecerá en cero (0).

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

Si el resultado del $PDFPP_j$ resulta ser negativo, el valor del $PDFPP_j$ se establecerá en cero (0)

7.2 Renta de Congestión de los DF

7.2.1. Diseño General

Las Rentas de Congestión (RC) asociadas a los Derechos Firms (DF) asignados, constituye el derecho financiero de los agentes titulares de los DF, de recibir o pagar como contra partida del pago realizado por el mismo, una renta por el diferencial de precios ex ante entre los nodos de retiro e inyección del DF, multiplicado por la potencia del DF, esto es así debido a que es el agente titular el tomador del riesgo asociado a la diferencia de precios nodales entre dichos nodos, durante la programación de las transacciones regionales. Sin embargo este criterio descansa en el hecho, que los diferenciales de precios obedecen a una programación óptima de las transacciones, considerando capacidades operativas de transmisión que son fijadas por las (MCTP), de tal forma que todo diferencial de precios debiera representar el costo económico que las transacciones están dispuestas a pagar por ser programadas ante la existencia de restricciones de transmisión, es decir que resultan casadas aquellas transacciones que están dispuestas a pagar más por el servicio de transmisión, y por consiguiente el ingreso que estas transacciones abonar debería ser suficiente para cubrir el pago de las RC a los agentes titulares, sin embargo se ha identificado que estas premisas, no responden de igual forma cuando el volumen de transacciones es menor que la potencia asignada en los DF y existen congestiones de transmisión, de tal forma que los ingresos que dejan dichas transacciones no son suficientes para cumplir con el compromiso de pago de la RC.

Para este efecto, se propone modificar el cálculo de las RC, de manera que la base del volumen de potencia del DF, esté condicionado al uso declarado en el predespacho regional en el Contrato Firme asociado. Para el caso de los Derechos Financieros Punto a Punto, actualmente suspendida su asignación, se deberá evaluar el mecanismo de condicionamiento de asociación a las transacciones que este tipo de DT respalden, cuando se tenga previsto reactivar su asignación y considerar las modificaciones regulatorias adecuadas a través del debido proceso.

Debido a que la RC actualmente se calcula con base en la potencia del DF, y en la presente propuesta se estaría considerando limitar dicha RC tomando en cuenta el volumen de la Energía Declarada o Reducida en el predespacho regional del CF asociado al DF, de tal manera que el monto de la RC sea igual al monto del CMORC del CF asociado al DF, y considerando un reintegro por la porción definida por la diferencia entre la energía requerida declarada y la energía requerida reducida del CF, ambas determinadas en el predespacho regional.

Por lo anterior, se propone realizar una modificación normativa que consiste en reducir las RC de los DF, en la conciliación programada del MER, en función de los valores de energía declarada o energía requerida reducida en la operación de sus CF asociados y reintegrar parcial o totalmente el valor pagado por el titular del DF en la respectiva subasta, en función de la porción reducida de la energía requerida del CF asociado.

Esta propuesta busca eliminar el pago de las RC por la porción no operada de los CF asociados, eliminando el déficit en el MER que se produce cuando las RC son mayores que el pago por CMORC que realizan los CF, este fenómeno es una de las componente de los Cargos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) establecido mediante la resolución CRIE-112-2018, por lo que esta propuesta reduciría al mínimo la componte de los CARN asociado a las RC de los DF.

7.2.2 Normativa de Detalle

Se propone modificar el numeral 3 “Derecho de Transmisión” del PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017, el cual leerá así (en color azul lo cambios):

3 “Derecho de Transmisión”

Un DF está siempre asociado a un CF y es un DT que asigna a su Titular, durante el Período de Validez, 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 **así como** 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.**

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 RC 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 3.3.9 del presente procedimiento, en el proceso de asignación respectivo, según la siguiente formula:

$$R_{DF,mes} = \left[\frac{PDF_{DF,mes}}{MW_{DF,mes} * NPer_{mes}} \right] \left[\sum_{h=1}^H (MW_{ER_{CF,h}} - MW_{RR_{CF,h}}) \right]; \quad \text{Si} \\ (MW_{ER_{CF,h}} - MW_{RR_{CF,h}}) < MW_{ER_{CF,h}}$$

$$R_{DF,mes} = 0; \text{ Si } (MW_{ER_{CF,h}} - MW_{RR_{CF,h}}) = MW_{ER_{CF,h}} \text{ o } MW_{ER_{CF,h}} = 0$$

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 la hora “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 la hora “h” en el mes.
 h = Índice de horas del mes.
 H = Total de horas en el mes.

Los fondos necesarios para realizar los reintegros antes indicados serán debitados de la CGC.

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 DF. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DFPP son fijas durante el Período de Validez del DFPP.

7.3 Energía Requerida por los Contratos Firmes

7.3.1. Diseño General

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.

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 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.

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, 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.

Para lograr lo anterior, se propone incluir en el numeral 2.4 “Derecho de Transmisión” del PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificada por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, el criterio de reducción de las ER de los CF ante la existencia de restricción que impiden el abastecimiento de las mismas por su contraparte. Para este efecto se deberá considerar, entre otras, las modificaciones correspondientes en el literal “b” del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.

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 los aspectos identificados procedentes, e incorporadas en la versión final de la propuesta regulatoria respectiva.

7.3.2 Normativa de Detalle

Se recomienda modificar el numeral 2.4 “Contratos Firmes” del Anexo A del PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificada por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, el cual leerá así (en color azul lo cambios):

2.4 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 sin 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:

$$Tij_k^{req-CF} = Sij_k * P_{energia_req(k)}$$

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

$$T_{ij_k}^{req-total} = T_{ij_k}^{req-pn} + T_{ij_k}^{req-CF}$$

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

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

$$P_{energia_req(k)}^{ajustada_ij} = P_{energia_req(k)} * \frac{(CT_{ij} - T_{ij}^{req-pn})}{\sum_k T_{ij_k}^{req-CF}}$$

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

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

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

$$P_{energia_req(k)}^{ajustada_MT_r} = P_{energia_req(k)} * \frac{\left(CT_{MT_r} - \sum_{ij \in MT_r} T_{ij}^{req-pn} \right)}{\sum_{ij \in MT_r} \sum_k T_{ij_k}^{req-CF}}$$

Para este caso, las cantidades de energía declaradas de inyección y de retiro del CF, deberán ser reducidas al valor que resulte la $P_{energia_req(k)}^{ajustada}$ de cada CF.

Cálculo de la reducción de los CF

$$P_{energia_req(k)}^{ajustada} = \text{Min} \left\{ P_{energia_req(k)}^{ajustada_ij}, P_{energia_req(k)}^{ajustada_MT_r} \right\}_{\forall ij, MT_r} - \varepsilon$$

donde:

$P_{energia_req(k)}$	Energía requerida por la parte compradora del CFk
P_{pre_nac}	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

$T_{ij}^{req_CF}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por el CF k;
$T_{ij}^{req_pn}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por las transacciones del predespacho nacional;
$T_{ij}^{req_total}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por las transacciones del predespacho nacional y por el CF k;
$\sum T_{ij}^{req_CF}$	Capacidad de transmisión total en la línea ij requerida por todos los CF
$\sum T_{ij}^{req_total}$	Capacidad de transmisión total en la línea ij requerida por las transacciones nacionales y por todos los CF.
$P_{ajustada_ij}^{energia_req(k)}$	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”
$\sum_{ij \in MTr} \sum_k T_{ij}^{req_CF}$	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
$\sum_{ij \in MTr} \sum_k T_{ij}^{req_total}$	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

Finalmente y con el objetivo de consolidación regulatoria, se recomienda incorporar las propuestas antes descritas al RMER, conforme se indica en el numeral 7.4 del presente informe.

7.4 Consolidación Regulatoria en el RMER

Con el objetivo de consolidar la regulación regional, se recomienda modificar el capítulo 8 y el anexo D del Libro III del RMER, para incorporar las partes conducentes del “*PROCEDIMIENTO DE APLICACIÓN DE LOS CONTRATOS FIRMES Y DERECHOS DE TRANSMISIÓN*” aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificado por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018. Adicionalmente, se recomienda adicionar al Libro III del RMER, dos anexos denominados: “*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*” y “*MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES*”, a través de la sustitución de los anexos E y F del libro III, conforme el Anexo del presente informe.

8. Energía Firme

8.1 Diseño General

La CRIE mediante lo establecido en la resolución CRIE-P-18-2014 y el procedimiento detallado en el Anexo A aprobado mediante la resolución CRIE-07-2017 y modificado por las resoluciones CRIE-18-2017 y CRIE-31-2018, estableció que las Autoridades Nacionales Competentes (ANC), son las entidades encargadas del registro, autorización o certificación de la máxima energía firme correspondiente a los CF de acuerdo a su derecho interno, entidades que pueden tener en cuenta para el efecto 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.

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 CRIE-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, 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*” (subrayado y negritas son propios), 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.

Por otro lado, considerando los análisis realizados por el consultor Mercado Energéticos, en el marco del diseño del MER contratado por la CRIE en el año 2013, en específico en el numeral 3.1.2 del informe de diseño denominado “*LOS CONTRATOS FIRMES Y LOS DERECHOS DE TRANSMISIÓN EN EL MER DE AMÉRICA CENTRAL*”, referente al corte de suministro en situaciones de falta de suficiencia en el corto o largo plazo, donde se recomiendan las reglas y criterios de las energías firmes entre los países exportadores e importadores, siendo el siguiente criterio el más recomendado: “ (...) *energía firme pasa a ser considerada como un recurso adicional de generación del país del comprador (...)*”, esto implica que la generación asociada a la energía firme deja de ser parte de los recursos de generación del país exportador y que por consiguiente este recurso pasa a ser parte del país importador, de tal forma que la demanda abastecida por esta energía firme debe ser considerada como abastecida en el predespacho nacional. Este criterio se considera primordial para considerarlo en los criterios que regirán la energía firme en el MER y por consecuencia en la operación de los Contratos Firmes asociados tanto a nivel nacional como regional. Por lo que se recomienda integrar este criterio en los procesos que realizan las ANC para este efecto.

Por lo tanto, con el objeto de reorientar la asignación y aplicación de las energías firmes regionales debe considerarse lo establecido en el literal d) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER, que establece en su parte conducente lo siguiente:

“(...) ”

d) *Para establecer los criterios regionales de energía firme señalados en el literal (e), la CRIE tendrá en cuenta entre otros factores 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;

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 autorizada por la entidad reguladora nacional del país donde se encuentra localizada la parte vendedora o compradora, con base en criterios regionales establecidos por la CRIE; 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. (...)"

Al respecto, se considera que la CRIE, a través de la regulación regional, debe establecer los criterios generales que las ANC deben tomar en cuenta para el registro, certificación o autorización de las máximas energías firmes correspondiente a los CF, los cuales se presentan a continuación:

a) 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 abastecidas en el nodo de retiro solicitado, en función del requerimiento del agente comprador.

b) 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

c) 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 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, y los contratos regionales y nacionales existentes.

d) 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.

Para lograr lo anterior, se recomienda realizar reformas al numeral 1.3.4.1 del Libro II, y a la definición de Energía Firme del Glosario del Libro I del RMER, con base en la propuesta de modificación regulatoria siguiente.

8.2 Normativa de Detalle y Consolidación Regulatoria

Con el objeto de consolidar la regulación regional en un solo cuerpo normativo, se recomienda considerar la siguiente propuesta de modificación regulatoria en el RMER (marcados en color azul):

a) Modificar la definición de Energía Firme del Glosario del Libro I del RMER, la cual se leerá:

*“Energía **que puede ser** comprometida en un *Contrato Firme* regional y que cumple las características de firmeza de suministro definidas en la *Regulación Regional*.”*

b) Modificar los literales d), e) y f) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER, el cual se leerá así:

“d) La Energía Firme que soliciten los agentes del mercado, será registrada, autorizada o certificada según corresponda, por el regulador nacional o la entidad nacional competente que el regulador nacional designe para este fin, del país de retiro y del país de inyección, teniendo en cuenta los siguientes criterios generales:

- 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.*
- 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 provendrá de recursos de generación identificables*
- 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 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, y los contratos regionales y nacionales existentes.*
- 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.*

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 regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país.”

9. Conclusiones

1. En relación con las metodologías de cálculo del AOM y la rentabilidad regulada de la Línea SIEPAC, se identifica procedente realizar su consolidación regulatoria en el RMER respectivamente, considerando las modificaciones propuesta en las secciones 5.1. y 5.2 del presente informe.
2. Para considerar la implementación del cargo por Peaje, se recomienda modificar el RMER, con base en la propuesta desarrollada en el anexo del presente informe, con la modificación de los numerales 9.3, 9.4 y capítulo 12 del Libro III del RMER, así como la modificaciones de los anexos E y F del Libro III del RMER a efectos de considerar las recomendaciones presentadas en el numeral 6.1.1.5 del presente informe.
3. Es necesario implementar señales económicas adicionales para que la explotación de la capacidad de la Línea SIEPAC, no tenga impedimentos originados en restricciones nacionales y que imposibiliten el uso de dicha capacidad por otros países que si mantienen en condiciones óptimas la capacidad de la Línea para uso de terceros, razón por la cual se hace necesario implementar un mecanismo que capte la señal de uso restringido de la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros, por las transacciones regionales, ante las variaciones en las MCTP asociadas a los tramos no interconectores de cada país, de tal forma que incentive a estos países a realizar las inversiones necesarias para superar las restricciones que limitan las transacciones regionales, para lograr este fin se recomienda que este mecanismo sea implementado a través del CC.
4. La metodología de cálculo del Cargo Complementario actualmente en aplicación, aprobada mediante la resolución CRIE-NP-19-2012 y sus modificaciones, es considerada adecuada con base en los análisis realizados en la sección 6.2 del presente informe, considerando una reforma en la base de su aplicación sobre la generación instalada y la demanda máxima de cada país, para asociar dicho cargo a la disponibilidad de las redes regionales, indicada por el Tratado Marco.
5. En relación con la propuesta de modificación regulatoria de los Contratos Firmes y sus Derechos Firmes asociados, se identifica procedente y urgente su aprobación y aplicación, para atender las problemáticas económicas y operativas registradas durante los años 2017, 2018 y los primeros meses de 2019, así como su consolidación en el capítulo 8 del Libro III del RMER.
6. La propuesta de modificación al RMER, para realizar la consolidación de la regulación, sobre la Energía Firme en el MER, desarrollado en el numeral 8 del presente informe, se considera adecuada para su implementación.
7. Derivado del proceso de mejora regulatoria y consolidación normativa en el RMER, se hace necesario derogar las resoluciones emitidas con anterioridad por la CRIE vinculadas a las temáticas abordadas en el presente informe, tal y como se contempla en el Anexo del presente informe, las cuales se listan a continuación:
 - a) Resuelve Primero, Segundo y Tercero de la Resolución CRIE-NP-19-2012
 - b) Resolución CRIE-35-2014
 - c) Resuelve Primero, Segundo, Cuarto, Quinto y Sexto de la Resolución CRIE-46-2015
 - d) Resolución CRIE-54-2016
 - e) Resolución CRIE-63-2018,

- f) Resolución CRIE-55-2016.
- g) Resolución CRIE-07-2017
- h) Resolución CRIE-18-2017
- i) Resuelve Segundo de la resolución CRIE-17-2017
- j) Resolución CRIE-30-2017
- k) Resolución CRIE-37-2017
- l) Resuelve Segundo y Tercero de la Resolución CRIE-48-2017
- m) Resolución CRIE-31-2018
- n) Resolución CRIE-112-2018

Adicionalmente, se indica que existen disposiciones contenidas en resoluciones de la CRIE, las cuales por su naturaleza no tienen carácter de permanencia, razón por la cual se recomienda adoptar estos apartados bajo la forma de disposiciones transitorias, las cuales deberán indicarse en la resolución que aprueba las propuestas de mejora regulatoria y consolidación al RMER.

10. Recomendación

1. Aprobar el presente Informe de Diagnostico denominado “DISEÑO GENERAL Y NORMATIVA DE DETALLE DE LA REVISIÓN INTEGRAL DE CORTO PLAZO DEL RÉGIMEN TARIFARIO DE LA RTR EN LA REGULACIÓN REGIONAL”
2. Someter al proceso de consulta pública, la propuesta de modificación al RMER, descritas en el Anexo del presente Informe de Diagnostico.
3. Considerar las siguientes disposiciones transitorias, las cuales deberán emitidas en la misma resolución que considere aprobar las propuestas de modificación del RMER presentada en el Anexo:
 - a. Establecer el Factor Económico (FE) indicado en el numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER en un valor igual a cero punto doce (0.12), el cual se mantendrá en dicho valor hasta que la CRIE resuelva lo contrario.
 - b. Establecer el Factor de Gradualidad (FG) indicado en el numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER en un valor igual a cero punto dos (0.2), el cual se mantendrá en dicho valor hasta que la CRIE resuelva lo contrario.
 - c. Establecer que el cargo de Compensación Horario 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).

ANEXO

PROPUESTA DE 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 Cargos Regionales de Transmisión
3. Apartado A3: Modificaciones relacionadas con la Energía Firme, Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo
4. Apartado A4: Disposiciones Transitorias

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 “O” denominado “Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”, el cual leerá así:**

“Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC, propiedad de EPR”

1. Alcance

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

- II. El alcance de la presente metodología 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.

2. Aplicación de la Metodología

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

COMPONENTES DE COSTO



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

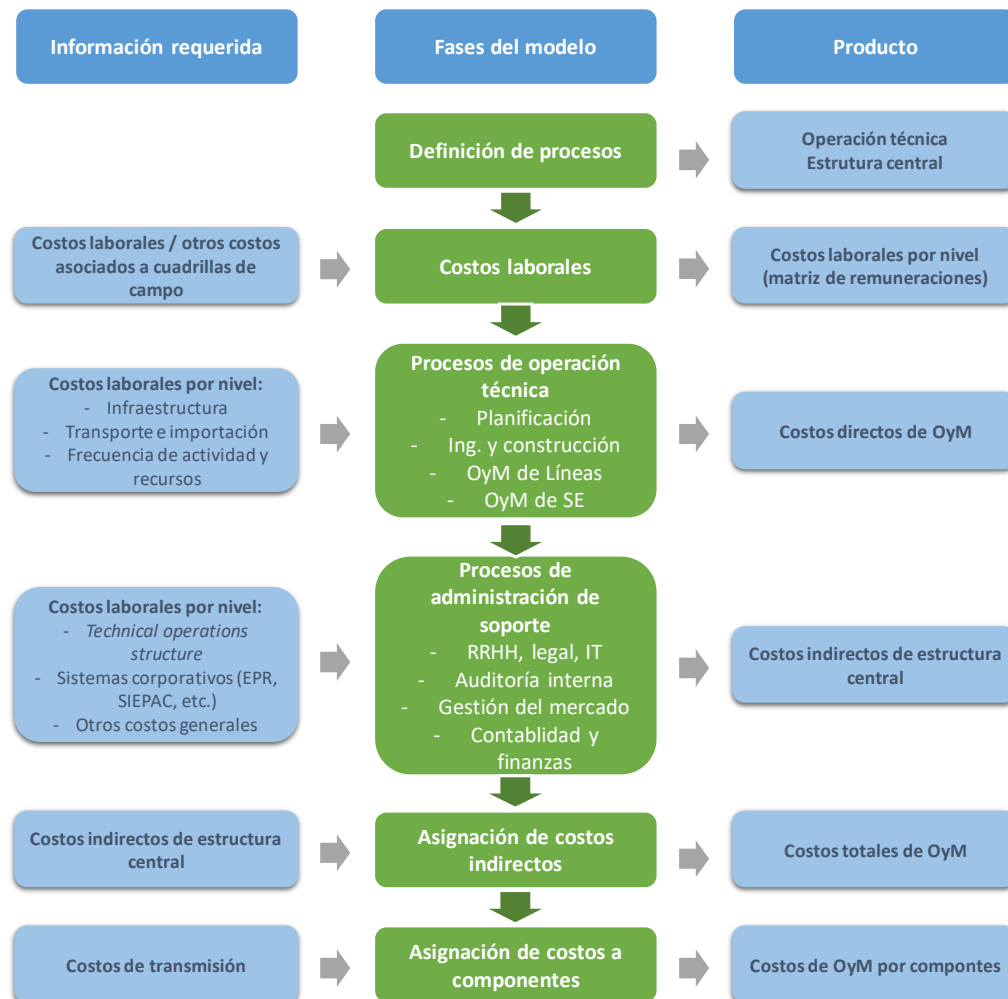
1. La dispersión de los activos que son objeto de operación y mantenimiento que configuran las distancias de traslado desde los centros operativos regionales hasta el lugar donde se encuentran emplazados los activos.
2. La geografía en la que se encuentran instalados dichos activos que condicionan el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

3. Criterios de cálculo de los costos eficientes

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



Recursos asociados a procesos desarrollados por la estructura de la empresa

Estos deben ser calculados para las áreas que intervienen en los procesos de Dirección, estrategia y control, Legales, Relaciones institucionales, Recursos humanos, Planificación económica y control de gestión, Administración y finanzas, Comercial y regulación, Planificación técnica, normas y documentación técnica, Explotación (operación y mantenimiento).

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:

- Los procesos de Dirección, estrategia y control; Administración y finanzas; Comercial y Regulación; Planificación técnica y normas; y Explotación (Operación y Mantenimiento).
- Las tareas inherentes a cada subproceso.
- La definición de los cargos (descripción, función y responsabilidad) y cantidad de personas por cargo para realizar las tareas indicadas en el punto anterior.
- La estructura organizativa del personal definido en el punto anterior (organigrama)
- 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.
- Insumos y servicios requeridos: papelería, aseo y limpieza, capacitación, servicios externos (agua, electricidad, vigilancia), viáticos, insumos computacionales, asesorías, auditorías externas, etc.

Recursos asociados a procesos desarrollados en terreno

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

- Mantenimiento de emergencia
- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo
- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento detectivo
- Operaciones

Para calcular los recursos se requieren identificar las tareas que comprenden estos subprocesos para cada UC (Unidad Constructiva) 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 Empresa Única de Transmisión Regional Eficiente (EUTRE), la que se entiende como la EPR Eficientemente Operada.

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.

4. Costos de estructura (costos indirectos personal: matriz y sucursales)

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

La red de la 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.

Metodología específica de diseño y organización de la empresa

La metodología consiste en definir y cuantificar los recursos humanos y de infraestructura para los principales procesos y subprocesos.

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**: desarrollo y administración de las relaciones con los medios, gobierno, relaciones con la comunidad, y entes gubernamentales.
- **Recursos Humanos, higiene y seguridad**: incluyen el 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.

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.
- **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**: desarrollar y administrar programas para el manejo documental, servicios de mensajería, servicios de comunicaciones y el servicio de vigilancia.

PROCESO: COMERCIAL Y REGULACIÓN

Este proceso incluye los siguientes subprocesos:

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

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.

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, provisiones 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.

Sobre la base del análisis se determina:

- La estructura organizacional.
- La dotación eficiente de personal.
- El organigrama.
- Descripción de las tareas desarrolladas por el personal de plantilla (Matriz y Sucursales).
- Descripción de las tareas desarrolladas por el personal de terreno.
- Infraestructura de bienes muebles e inmuebles para la administración, operación y mantenimiento.

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.

Se define 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 Empresa Modelo (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.

La dotación debe ser diseñada para la operación, mantenimiento y administración eficiente del conjunto de las instalaciones que comprenden las redes de transmisión.

La cantidad de personal que integra las gerencias y sectores de apoyo, como administración, finanzas, etc., y la gerencia general, se calcula sobre la base de la apreciación de la dimensión de las tareas a realizar que son descriptas para cada área de la empresa.

La metodología de cálculo de los cuadros técnicos que integran la dotación del área de explotación está basada en un diseño de abajo hacia arriba (*bottom up*) realizado sobre la base de la cantidad de personal que efectúa los trabajos directos de operación y mantenimiento en terreno. Sobre la base de la cantidad de personal de terreno de operación y mantenimiento se determina la cantidad de personal requerido para efectuar la supervisión y control de las tareas de terreno.

Las dotaciones calculadas del personal de las áreas de mantenimiento, operación y apoyo se organizan en una estructura funcional eficiente, flexible y adaptada a los requerimientos de la transmisora.

La estructura organizacional adoptada es la de Especialidad Centralizada y Ejecución Descentralizada.

Este tipo de estructura se justifica desde el punto de vista administrativo dado que la EUTRE es una empresa que opera en seis países lo que implica diferentes normativas legales, contables, laborales, ambientales y regulatorias.

Desde el punto de vista operativo (OyM) la descentralización se justifica dado las grandes distancias por la dispersión de activos y las restricciones a la movilidad de personal y equipos (barreras migratorias y tributarias) y a la necesidad de la coordinación local con los operadores de cada país.

Por lo indicado se requiere regionalizar las funciones de OyM para mantener los tiempos de respuesta acordes con los requerimientos de calidad de servicio que la empresa debe cumplir considerando la ubicación de los activos instalados y la coordinación local.

En ella se mantienen la centralización de la especialización, con su beneficio de unidad de mando y políticas corporativas con unificación de criterios con una ejecución descentralizada de la misma.

Las funciones centralizadas las cumple la “Matriz” y las funciones descentralizadas las “Sucursales”.

Dada la distribución geográfica que abarcan las instalaciones de la transportista, las restricciones de movilidad de personal y equipos, y las diferentes normativas de cada país para que la estructura operativa sea eficiente debe llevar los niveles de decisión al lugar donde se encuentra el problema, favorecer la especialización de los cuadros técnicos y hacer mínima la estructura administrativa sin perder de vista que cada administración de cada país (Sucursal) debe tener bajo su responsabilidad un buen control de las unidades operativas y una atención personal fluida con todos sus clientes.

Cada Sucursal se constituye como responsable de la gestión de administración, medio ambiente, servidumbres, supervisión y control del mantenimiento de líneas, subestaciones., mediciones, protecciones, control y telecomunicaciones de los equipos, relación con los clientes, centro de despacho nacional, comunidad bajo su área de cobertura cumpliendo las políticas y procedimientos emanados de la Matriz.

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 empresa modelo 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:

a) 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.

b) 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, Gerencias de Sucursales de cada país.

c) Legales

El área de legales 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.

Garantiza que se cumplan todas las normativas de las sociedades anónimas y otros aspectos legales y contractuales. Registra los acuerdos de la Junta Directiva en el Registro Público de Panamá.

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.

d) 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:

i. 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.

ii. 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.

iii. 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.

e) Planificación técnica y normas

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

i. Gestión de información técnica de activos y obras

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.

ii. Planificación técnica y normas

Comprende las siguientes funciones:

- Análisis y planificación de la red se encarga de los estudios de demanda y planificación de la red.
- Estudios eléctricos para la planificación de la red.
- 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.
- Materiales y normas técnicas se encarga de la 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

f) 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.

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.

g) 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, personal y seguros, abastecimiento y sistemas informáticos.

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

i. 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, tributaria, y recursos humanos. 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.

ii. 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.
- Operaciones financieras 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.

iii. 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.

iv. 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.

v. 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.

Las funciones específicas son:

- Soporte técnico de red microinformática (PCs, impresoras, etc)
- Telefonía IP
- Página Web
- Compras de licencias y equipamiento hardware
- Atención de servidores
- Gestión de Software corporativos: administración y finanzas, mantenimiento, GIS, SCADA, etc.)
- Servicios de telecomunicaciones

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.

h) Gerencia de Operación y Mantenimiento (OyM)

La gerencia de OyM comprende las áreas de gestión e ingeniería de mantenimiento, ambiental, 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.

i. 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 OyM.
- 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 RCM (*Reliability Center Maintenance*).
- 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 descriptas 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 rastreable
- 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.

ii. Área Medio Ambiente

Desarrollo 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.

iii. 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.
- Auditorias 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.

iv. 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.

En efecto, una empresa eficiente que realice 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.

v. Área de gestión de calidad

Elaboración de los informes de falla, y reportes estadísticos de calidad, propuesta de mejoras. Generación y control de indicadores.

i) Unidades descentralizadas (Sucursales)

Dada la particularidad de la empresa que 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. Asimismo, coordina la relación con los organismos de regulación de cada país (CNEE en Guatemala, SIGET en El Salvador, CNE 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. Adicionalmente y a través del

Gerente de Sucursal son la representación institucional y legal de la empresa en el país por lo que a través de la figura del Gerente de Sucursal colaboración en las relaciones con la comunidad y otros grupos de interés.

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

i. 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. Además, sigue el proceso de facturación, analiza las novedades y soluciona los inconvenientes. Respecto de la cobranza es responsable por la función de 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. Además del 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.

ii. 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.

iii. 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 suscriptos.

iv. 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.

Las responsabilidades son:

○ Operaciones

Responsable de:

- 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.

○ **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.

Adicionalmente se cuenta con dos áreas de apoyo: la sección bodegas y prevención de riesgos.

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

○ **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.

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

Es importante señalar que la gestión del mantenimiento moderno, independientemente de la tecnología o filosofía aplicada, 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.

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 Roce
- 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.

ACTIVIDADES QUE CONFORMAN EL MANTENIMIENTO

A continuación, se desarrollan en extenso 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 en Seminarios de cada especialidad por los ingenieros del Área de Ingeniería en conjunto con los Supervisores de las Sucursales Regionales, para determinar si es necesario actualizarlos, e 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 los correspondientes 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 diversos 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 deben mantener actualizada la estadística respecto al mantenimiento, las 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.

5. Estudio de remuneraciones

Los costos de las remuneraciones constituyen una de las partidas más importantes de los costos de AOM de las empresas transportistas de electricidad. Los valores unitarios de remuneraciones para los diferentes cargos incluidos en la estructura organizacional de la Empresa Modelo (EM), deben ser justificados a partir de un Estudio de Remuneraciones del Mercado Laboral donde opera la EM, realizado por la CRIE.

Se definen diferentes categorías de empleado para los diferentes puestos de la empresa modelo y se analizan los costos laborales de la encuesta del Estudio de Remuneraciones antes indicado, y su comparación con los costos efectivamente pagados por la empresa real.

Análisis de remuneraciones

Para el análisis de las remuneraciones se toma 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.

A los efectos del análisis de los valores de mercado de las remuneraciones, como primera tarea, se definen los siguientes niveles profesionales para la casa Matriz:

- Gerente General
- Gerente de Operación y Mantenimiento
- Gerente de Administración y Finanzas
- Jefe de Área
- Profesional en ingeniería
- Profesional en administración
- Asistente administrativo
- Abogado
- Secretaria
- Piloto

Y para las sucursales:

- Coordinador de sucursal

- Jefe de Área
- Profesional en ingeniería
- Profesional en administración
- Asistente administrativo
- Abogado
- Secretaria
- Piloto

La descripción específica de las funciones y responsabilidades de cada cargo está detallada en la siguiente tabla:

Puesto Empresa Modelo	Descripción de funciones
Gerente General	A cargo de la gerencia general con las funciones y responsabilidades asignadas.
Gerente de Operación y Mantenimiento	Ídem anterior referido a la Gerencia de OyM de Casa Matriz.
Gerente de Administración y Finanzas	Ídem anterior referido a la Gerencia de Administración de Casa Matriz.
Coordinador de Sucursal	Ídem anterior referido a la Gerencia de Sucursal
Jefe de Área	Responsable de una unidad funcional (Planificación, Auditoría y Control de Gestión, Legales) y dependen del G. General.
Profesional en Ingeniería	Profesional especializado que desempeña tareas de apoyo de OyM y/o del área de planificación técnica. En el área de OyM supervisa y controla las operaciones y mantenimiento de las líneas y – subestaciones eléctricas de la empresa, de acuerdo a las normas establecidas. Realiza inspecciones específicas, control y coordinación de contratistas.
Profesional en Administración	Profesional en áreas de administración de empresas, contabilidad y/o finanzas que desarrolla tareas de apoyo al área de su especialidad.
Asistente Administrativo	Presta tareas de apoyo al profesional administrativo.
Abogado	Desarrolla tareas de apoyo al Jefe de Área de legales en su área de incumbencia.
Secretaria	Apoya al Gerente en la administración de agenda de actividades propias de su representación y de las respectivas gerencias, y en la realización de labores de apoyo administrativo y logístico
Oficial	Técnico especializado en trabajos de terreno de líneas de transmisión y tiene capacitación específica y experiencia para trabajos operativos con línea viva con acreditación como jefe de grupo.
1/2 Oficial	Colabora con el técnico especializado en trabajos de campo ligados a líneas o subestaciones.

Puesto Empresa Modelo	Descripción de funciones
Ayudante	Realiza labores técnicas de menor complejidad asociadas al mantenimiento de líneas o subestaciones.
Operador de vehículos	Operario especializado en la conducción de vehículos livianos y pesados.
Técnico de Mantenimiento	Técnico especializado en análisis de problemas relacionados a trabajos de terreno de subestaciones o líneas, con capacitación y experiencia en manejo de grupos de trabajo.
Técnico de Comunicaciones y/o Protecciones	Supervisa el buen funcionamiento de la red de comunicaciones y/o protecciones. Repara las posibles fallas o las reporta a las empresas de servicio, verificando su reparación. Efectúa monitoreo periódico de enlaces de comunicaciones y/o protecciones, para verificar el estado de las líneas y su equipamiento.

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

A los efectos de convalidar los costos laborales utilizados para valorizar la dotación eficiente se siguen los criterios fijados por los organismos reguladores con mayor trayectoria en la aplicación de la metodología de empresa modelo y se adopta 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 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 denomina “salarios de mercado”.

A los efectos de aplicar los resultados del análisis de remuneraciones y para que los mismos reflejen los costos totales anuales a nivel de la EUTRE se requiere cumplir con la legislación laboral vigente. 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.

Si bien los costos laborales descriptos 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.

Análisis de tercerización de actividades

Las tareas factibles de tercerizar son 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 empresarias de una empresa eficiente. Adicionalmente, otras tareas que se pueden ser incluidas en este grupo son la vigilancia y limpieza de oficinas que no forman parte de la estructura organizacional de la empresa.

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.

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 descrito se adoptan como costos laborales, los costos de mercado más los costos requeridos para el cumplimiento de la normativa laboral vigente.

Existen otras tareas que requieren un nivel de especialización y conocimiento de cada país que puede ser obtenido de empresas especialistas con ganancias de productividad y que por tal motivo se consideran tercerizados y están relacionados a: asesorías fiscales, contables, tecnología informática, legal, ambiental, seguridad, estudios geológicos, mantenimiento y auditorías.

6. Costos de gestión (costos indirectos no personal)

Se refiere al cálculo de los costos de gestión no relacionados a los costos salariales. Estos costos comprenden:

Viáticos y transporte: Costos de pasajes aéreos, 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.

Asesorías específicas

En temas específicos fiscales, contables, ambientales, mantenimiento, legal, seguridad se considera el costo de estudios profesionales tales como:

- **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.
- **Asesorías fiscales:** a los efectos de asesorar y optimizar en procesos de gestión tributaria de cada país en cumplimiento de las leyes fiscales.
- **Asesorías legales:** si bien la empresa dispone de un área de asesoría legal, se ve involucrada en eventos legales, para lo cual resulta más adecuada encargar responsabilidades a abogados de las distintas plazas, para interactuar con

juzgados, notarías, otras empresas, proveedores y clientes. Asesoramiento en local en materia de gestión de servidumbres.

- **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 ello se realizan asesorías que apuntan a la calidad del servicio y al establecimiento o perfeccionamiento de normas técnicas. En este marco se incluyen las asesorías para la implementación del RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad).
- **Asesorías en Seguridad de Instalaciones y prevención de riesgos:** en los temas de Prevención de Riesgos y Salud Ocupacional se requiere 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.
- **Asesorías en temas ambientales:** para cumplir con el Plan de Gestión ambiental y el compromiso del cumplimiento de los acuerdos de las licencias ambientales (emitidos por los Ministerios 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.
- **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 *Lap Top*. Incluye los temas de redes, telefonía IP, equipos remotos, y configuraciones de equipos móviles.
- **Estudios geológicos:** estudios en zonas vulnerables a deslizamientos que fueran diagnosticadas en las inspecciones especialmente las cercanas a las placas tectónicas y fallas geológicas.

Auditorías

Costos de estudios especializados para apoyo en auditorías:

- Gubernamentales: dado que la EPR tiene representación en cada país se deben cumplir con las obligaciones que los órganos del estado exigen a través de entidades gubernamentales, estatales y municipales.
- Normativa Regional: atención de auditorías técnicas y económicas.

Consumos básicos de electricidad y agua: Estos gastos corresponden a todos los 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.

Telecomunicaciones (Telefonía e Internet): Estos gastos corresponden a los costos de comunicaciones del personal de planta de la empresa modelo que incluyen telefonía fija, e informática (internet). Telefonía Celular, Este servicio es requerido para algunos empleados que requieren servicio de comunicaciones móviles por su función y responsabilidades en la empresa

Enlace de comunicaciones: Es el costo por el pago de las comunicaciones operativas entre la sucursal y el Centro de Control Nacional.

Artículos de oficina: Son los gastos incurridos para el desarrollo de las actividades de oficina. Adicionalmente en la empresa modelo todos los empleados administrativos poseen un computador, a la vez que existen impresoras, faxes y plotter que se comparten en las áreas funcionales. Todo este equipamiento necesita de suministros como papel y tóner, entre los principales, que se suma a los suministros de oficinas, como lápices, cuadernos, blocks, carpetas y formularios,

Fotocopias e impresiones: Se refiere al costo de fotocopias requeridas por el personal de plantilla para desarrollar sus tareas de oficinas.

Mensajería y transporte: Se consideran los costos para envío de documentos y bienes.

Alquiler de edificios: Se determinan 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 10 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 20 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.

Costo de bodegas: Son necesarias para almacenar insumos y repuestos tales como torres, conductores, cables de guardia, cajas de empalme, y herramientas y equipos especiales para las tareas de mantenimiento. Desde el punto de vista operativo dada la cantidad de ítems que se maneja en una empresa de transmisión y las restricciones operativas a la movilidad de equipos y repuestos de la EUTRE se requiere una bodega por país 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 RCS (*Reliability Centred Spares*) 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 otro caso.

Mantenimiento Software: Se refiere a costos de mantenimiento y actualización del *software* tales como Administración y Finanzas, Gestión Mantenimiento, GIS, SCADA

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 para los siguientes programas: Software Administración y Finanzas, Software Gestión Mantenimiento, Software GIS y Software SCADA

Mantenimiento Hardware y comunicaciones: Son los gastos de mantenimiento asociados con el hardware y comunicaciones y se estiman como un 3% del costo de inversión del Hardware y comunicaciones.

Mantenimiento PC-Note Books-Plotter e impresoras: Son los gastos de mantenimiento asociados con PC-Note Books-Plotter e impresoras se estiman como un 3% del costo de inversión de PC, Note Books, Plotter e impresoras.

Mantenimiento, seguros y combustible de vehículos del personal de plantilla: Dado que 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.

Gastos de mantenimiento de mobiliario: Son los gastos de reparaciones de sillas, escritorios, en cerraduras, vidrios, etc. y se estiman como un 0,5% del costo de inversión.

Gastos de mantenimiento de equipos y herramientas especiales: Son los gastos de reparaciones y calibraciones de equipos y herramientas y se estiman como un 0,5 % del costo de inversión.

Gastos bancarios menores: Son los gastos bancarios menores asociados a transferencias bancarias para pagos a proveedores.

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.

Mantenimiento y limpieza de edificios y bodegas: Para modelar el costo de aseo de los edificios, se 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.

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 este gasto en función de un costo promedio por empleado y la cantidad de empleados de la dotación eficiente.

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 se encuentran incluidos en los costos de servicios de mantenimiento en terreno que prestan dichos 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.

Memoria anual: Corresponde a los gastos para la edición de la memoria anual de la empresa.

Publicaciones y avisos: El gasto que realizan las empresas en Publicaciones y Avisos en periódicos con cobertura nacional.

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.

7. Bienes muebles e inmuebles

Los costos de gestión 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:

- Bodegas: se requiere una bodega por sucursal que se valorizó a costo unitario de mercado.
- *Software* Administración y Finanzas

- *Software* Gestión Mantenimiento
- *Software* GIS
- *Software* SCADA
- *Hardware* Sistemas Centrales (Servidores)
- Sistemas de Gestión de Comunicaciones
- PC, *note book*, *plotter*, teléfono fijo, celular: 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.
- Teléfono celular
- 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.
- Vehículos para el personal de plantilla.
- 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

DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS INFORMÁTICOS

A continuación se detallan los elementos a los cuales se les calculan los costos unitarios para esta empresa.

Sistema de 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 proporcionarle 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	Manutención de Árbol de Inversiones Manutención de Órdenes Internas Gerenciamiento de la Planificación Gerenciamiento de la Inversión Gerenciamiento de Gastos Emitir órdenes de gastos reales Emitir órdenes de inversiones reales Seguimiento de gastos Seguimiento de inversiones Seguimiento de Ingresos Efectuar liquidaciones de inversiones Manutención de grupos Efectuar ratios y distribución
Abastecimiento - Gestión de Materiales	Registro de Materiales Registro de Servicios Registro de Compras (proveedores) Reposición de Stock Compra de materiales Compra de Servicios Procesamiento de reconciliación Contratación de Obras llave en mano Atención de necesidades de manutención Distribución de materiales Devolución de materiales a recuperar Inventario de stock Envío de material en garantía para proveedor Material almacenado en bodegas Informes operacionales y gerenciales Venta de materiales

	Substitución de material obsoleto Envío de componentes de material en garantía con proveedor Procesamiento de Libros Fiscales Planeamiento Pago Transferencia de materiales
Contabilidad y Finanzas	Gerenciamiento diario de caja Planear y controlar otros tributos Efectuar Pagos Comunicación con Bancos Planificar y controlar IVA Registro de datos maestros Procesar pagos Procesar cierre periódico mensual Procesar cierre periódico diario Procesar reconciliación Cierre anual Impresión de Informes: Inventarios, Balances, etc. Movimientos Accionarios Pago de dividendos Gerenciamiento de préstamos y financiamientos
Gestión de Activos	Capitalizar activo Inmovilizar inversiones Gerenciamiento de la vida útil de activos en servicio
Gestión de Proyectos	Registro de datos maestros de proyectos Ejecución de proyectos con estudios de viabilidad Proyectos con actividades internas y externas Proyectos con cambios en el programa de inversiones y necesidades de transferencias Proyectos con bajas de activo (total y parcial)
Recursos Humanos	Reclutamiento, admisión / transferencia / promoción Gestión de personal (movimientos) Planeamiento de carrera y éxito de la capacitación Registro de capacitación Admisión e contabilización de mano de obra Administración del personal y pago Mantenimiento de la estructura organizacional Administrar salud ocupacional y seguridad de trabajo Planificación del costo de personal Procesamiento de obligaciones legales Efectuar reajuste salarial
Sistema de Clientes	Procesos de mantenimiento de bases de datos y archivos. Módulo de atención de Clientes Adquisición datos de Lectura de Medidores Proceso de Facturación Proceso de contabilización de la facturación

	Proceso de contabilizaciones de Modificaciones a la Facturación. Proceso de recaudación Proceso del cierre diario de las Operaciones Módulo de Estadísticas e informes de Cierre y Gestión diarios Proceso de Cierre de Mes Módulo de Estadísticas e informes de cierre y gestión
--	--

La función específica de los subsistemas más importantes incluidos en el Sistema de Administración y Finanzas es:

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.

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.

Abastecimiento – 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, e la empresa.

Gestión de Activos – Control de Activo Fijo

Realiza el registro y control del activo Fijo, su corrección monetaria, vida útil, depreciación, ubicación física y demás movimientos que afectan, manteniendo un control adecuado sobre estos bienes que representan montos importantes del activo de la empresa.

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.

Sistemas de 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 de básicamente se componen de los siguientes subsistemas:

Gestión de Mantenimiento (SIGM)	Ejecución de servicios de manutención correctiva Mantenimiento de emergencia Mantenimiento de preventivo Registro de datos maestros da mantenimiento Seguimiento de Contratistas
Sistema de Información Geográfica (GIS)	Integración con demás sistemas. Interactúa con sistema de mantención y reparación de emergencia Análisis y cálculos Creación de cartografía Creación de informes Visualización de Consultas

Sistema de Gestión de Mantenimiento (SIGM)

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.

Sistema de Información Georreferenciada (GIS)

Permite la creación, modificación y acceso a la información georreferenciada, mediante una base de datos geográfica que integre 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 las dichas tareas.

Sistema SCADA

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

8. Costos de procesos de operación y mantenimiento de terreno (costos directos)

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 preventivo, predictivo, detectivo y correctivo 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.

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 realiza 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:

- Identificar para cada Unidad Constructiva (UC) los principales componentes objeto de mantenimiento
- Identificar cada actividad de operación y mantenimiento para cada componente (correctivo, preventivo, predictivo, y detectivo)
- Asignar a cada evento de OyM una frecuencia promedio de ocurrencia.
- 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.

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.

Las tareas de mantenimiento de Emergencia (también llamadas correctivas) son 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.

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.

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.

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.

Frecuencias medias anuales de realización de las tareas

A cada una de las tareas básicas identificadas se le asigna 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.

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 las 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.

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.

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.

La secuencia de cálculo comprende las siguientes etapas:

- 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.)
- 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.
- 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.
- Estimar la frecuencia media anual de cada una de las tareas.
- Calcular la cantidad de tareas a realizar anualmente, considerando la frecuencia media anual y la cantidad de equipos que conforman cada componente.
- 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.
- Valorizar los recursos calculados, contemplando los costos de mano de obra, transporte, equipos y materiales.
- Agregar los costos eficientes estimados en cada una de las instalaciones y por nivel de tensión.
- Análisis de los resultados mediante gráficos comparativos de estructura de costos

9. 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:

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

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.

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.

10. 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 formula:

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

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 formula 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:

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 I5.2 del Anexo I del Libro III del RMER.

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:

$$r_E = r_F + r_C + r_T + \beta_L * (r_M - r_F) \textbf{(1)}$$

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.

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

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*).

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.

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.

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:

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

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 de utilities de Estados Unidos) información disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University.

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.

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 del capital propio real 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.

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

2.8 Cálculo de la componente de la Rentabilidad Regulada

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

$$\text{Rentabilidad Regulada} = \begin{cases} T_{min} * \overline{IL_{USA}} * MIP & \text{si } r_E^{RP,i} \leq T_{min} \\ r_E^{RP,i} * \overline{IL_{USA}} * MIP & \text{si } T_{max} > r_E^{RP,i} > T_{min} \\ T_{max} * \overline{IL_{USA}} * MIP & \text{si } T_{max} \leq r_E^{RP,i} \end{cases}$$

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 I5.1 del Anexo I del Libro III del RMER.

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 I5 del Anexo I del Libro III, el cual se leerá así:

“I5. Régimen de Remuneración de la Línea SIEPAC. Ingreso Autorizado Regional (IAR)”

5. Modificar el literal “a” del numeral I5.1 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 I5.2 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“I5.2 El valor de rentabilidad regulada indicada en el literal e del numeral I5.1 anterior, será determinado conforme la metodología de cálculo de la rentabilidad regulada corresponde a la establecida en el Anexo “P” del presente libro.”

7. Modificar el numeral I5.6 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“I5.6 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 I5.10 del Anexo I del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“I5.10 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 I5.2 del presente Anexo.”

9. DISPOSICIÓN DEROGATORIA. Se derogan las siguientes disposiciones regulatorias:

- a) Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC propiedad de EPR, establecida en la resolución CRIE-54-2016 y sus modificaciones. Asimismo, se deroga el resuelve Segundo de la resolución CRIE-54-2016.
- b) Metodología para la determinación del componente de rentabilidad regulada del Ingreso Autorizado de la Línea SIEPAC, establecida en la resolución CRIE-55-2016 y sus modificaciones. Asimismo, se deroga el resuelve Segundo de la resolución CRIE-55-2016.
- c) Resolución CRIE-63-2018

A2 - Modificaciones relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión

1. Eliminar la definición de Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional del Glosario del Libro I del RMER.

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

“Transacción Global MER

El conjunto de inyecciones y retiros programados en los nodos de la RTR, determinados por el EOR en el predespacho regional para cada período de mercado y que es utilizado para el cálculo de los cargos por Peaje.”

“Transacción Global del Mercado Nacional

El conjunto de inyecciones y retiros programados en los nodos de la red de transmisión de un país, determinado por el OS/OM nacional para cada hora en la fase de predespacho nacional, que corresponde a la satisfacción de la demanda nacional y no incluye la *Transacción Global MER* y es utilizado para el cálculo de los cargos por Peaje”

3. Sustituir la definición de Peaje de Transmisión del Glosario del Libro I del RMER, por la siguiente definición:

“Peaje

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 en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro.”

4. Sustituir la definición de Cargo Complementario de Transmisión del Glosario del Libro I del RMER, por la siguiente definición:

“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.”

5. Eliminar de la sección de Nomenclaturas del Glosario del Libro I del RMER, la nomenclatura de CURTR.

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

CARN: Costo Asociado a Restricciones Nacionales

CARNP: Cargo Asociado a Restricciones Nacionales que afectan la capacidad de porteo del país

CGC: Cuenta General de Compensación del *MER*

CMM: Compensación mensual del *MER*

DPI: Descuento por indisponibilidad

IAR: Ingreso Autorizado Regional

IARM: Ingreso Autorizado Regional mensual

IR: Ingreso a recolectar

MFD: Método del Flujo Dominante

MEPAM: Método de Participaciones Medias

VEI: Valor esperado por indisponibilidad

SOLMANT: Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR

7. Modificar el literal a) del numeral 2.9.3.7 del Libro II del RMER, el cual se leerá así:

“a) Para el caso de los Cargos Regionales de Transmisión, se harán pagos parciales a los agentes transmisores en forma proporcional a los montos acreedores de dicho cargo.”

8. Modificar el numeral 1.1.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“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 de la RTR. Todo ello siguiendo lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.”

9. Modificar el literal d) del numeral 2.1.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“d) Establecer y calcular los Cargos Regionales de Transmisión”

10. Modificar el literal b) del numeral 3.3.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“b) Efectuar, en tiempo y forma, los pagos de los Cargos Regionales de Transmisión y otros cargos establecidos en este Libro y en la regulación nacional del País donde se encuentra el punto de conexión”

11. Modificar el título del capítulo 9 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“9. RÉGIMEN DE REMUNERACIÓN DE LA RTR”

12. Modificar el numeral 9.1.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“9.1.1 El Régimen de Remuneración de la RTR, se compone de:

- a) El Ingreso Autorizado Regional que recibirá cada Agente Transmisor;
- b) Los Cargos Regionales de Transmisión que pagarán los Agentes, excepto Transmisores;
y
- c) Los procesos de conciliación, facturación y liquidación de los Cargos Regionales de Transmisión y el Ingreso Autorizado Regional, los cuales se desarrollan en el capítulo 12 de este libro.”

13. Modificar el apartado 9.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

9.3 CARGOS REGIONALES DE TRANSMISIÓN

El objetivo de este apartado es establecer la metodología para el cálculo y asignación de los Cargos Regionales de Transmisión.

Los *Cargos Regionales de Transmisión* son el Cargo Complementario (CC) asociado a la disponibilidad de la RTR, el Peaje asociado al uso de la RTR y el *Cargo Variable de Transmisión* (CVT) asociado al uso programado de las transacciones regionales. El CVT es pagado implícitamente en el Mercado de Oportunidad Regional o explícitamente en el Mercado de Contratos Regional.

Los cargos por Peaje y Cargos Complementarios serán calculados y aplicados a los agentes no transmisores para la remuneración de las instalaciones pertenecientes a la RTR.

9.3.1 Cargo Variable de Transmisión e Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión.

El CVT que pagan los Agentes que realicen Transacciones Programadas, se determina conforme el numeral 1.5 del Libro II del RMER.

El CVT después de descontar los pagos a los DT (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.

9.3.2 Cuenta General de Compensación (CGC) asociada a los Cargos Complementarios.

La Cuenta General de Compensación del MER tiene como objeto la consolidación de todos los productos financieros derivados de:

- a) La programación de transacciones regionales en concepto de *CVT neto después de descontar los pagos a los DT*.
- b) Las asignaciones de Derechos de Transmisión en concepto de *Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT)*.
- c) Los ingresos mensuales remanentes entre el monto de pago por los Cargos Complementarios y el pago del Ingreso Autorizado Regional Mensual (IARM) a los Agentes Transmisores.
- d) Los pagos de IARM de las instalaciones de la RTR.
- e) La aplicación de compensaciones mensuales del MER a los Cargos Complementarios.

El EOR asignará mensualmente todos los *CVT neto después de descontar los pagos a los 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 Regional (DTER) respectivo.

El EOR asignará mensualmente todos los *Ingresos por Ventas de Derechos de Transmisión (IVDT)* determinados para cada instalación de transmisión y para cada período de mercado a la CGC, debiéndose incluir el detalle de dicha asignación en el Documento de Transacciones Económicas Regional (DTER) respectivo.

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) 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:

- a) El EOR determinará cada mes, los montos por CARN, provocados por las condiciones antes indicadas e indentificará los mercados nacionales responsables.
- b) Con los CARN determinados, el EOR deberá llevar un registro de los mismos por mercado nacional y para cada semestre del año.
- 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.
- d) En aquellos casos en que el monto del CARN de un mercado nacional sea superior a su correspondiente CMM, la diferencia incrementará el CC de la demanda correspondiente.
- e) Si los CARN de los mercados nacionales responsables, son tales que han generado que la CGC tenga un saldo negativo (déficit) y esto provoca cuentas por pagar a agentes acreedores del MER, los pagos a dichos agentes, deberá irse saldando conforme se vayan pagando los montos de CC por parte de los mercados nacionales responsables de los CARN, junto a los respectivos intereses acumulados.
- f) Cuando los CC pagados por las demandas superen los montos de los IARM, para un mes determinado, el monto remanente será traslado a la CGC.
- g) Los CARN serán incluidos en el *DTER* correspondiente con sus respectivos anexos.

El EOR administrará los fondos de la CGC y los productos financieros reconocidos por la *entidad financiera encargada de la liquidación del MER*, y remitirá de forma mensual a la CRIE, un Informe Financiero de la CGC, el cual deberá ser publicado por el EOR en su página de internet, y deberá contener un balance mensual del fondo, incluyendo al menos lo siguiente:

- a) El saldo inicial
- b) Montos ingresados por tipo de productos financieros especificados en el primer párrafo de este numeral
- c) Montos pagados a cada agente transmisor
- d) Si por algún motivo la CGC no es suficiente para pagar los IARM de este tipo de instalaciones, en dicho informe se deben indicar las cuentas por pagar a cada agente transmisor.
- e) En caso de morosidad, se informará sobre las cuentas por cobrar y sus respectivos intereses.
- f) Intereses financieros devengados de la CGC
- g) El saldo final
- h) La tasa de variación mensual del saldo

Esta información deberá ser remitida a la CRIE dentro de los 5 días hábiles del mes siguiente del cierre, de acuerdo al calendario de conciliación, adjuntando los movimientos de las cuentas asociadas a la CGC registrados en su contabilidad y las conciliaciones bancarias correspondientes de los saldos de la CGC, así como también, la documentación de respaldo

correspondiente (*Estados de Cuentas, auxiliares contables, balances de comprobación, etc.*).

Con una periodicidad trimestral el EOR deberá presentar a la CRIE un análisis del comportamiento de la CGC y su tendencia, el cual deberá ser enviado a la CRIE dentro de los primeros diez días del mes posterior a la finalización del trimestre transcurrido.

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.

A más tardar el último día hábil del mes de febrero el EOR deberá presentar una certificación de los saldos de la CGC del año contable anterior por parte de una Firma de Auditoría Independiente.

En el mes de mayo la CRIE realizará una auditoría financiera de la CGC cuyo dictamen será público y será trasladado a los reguladores y transmisores nacionales y regionales.

A partir de las supervisiones periódicas de la CRIE a la CGC, ésta deberá tomar las acciones que estime convenientes cuando la solvencia de la CGC se vea amenazada por el comportamiento del mercado.

9.3.3 El Cargo Complementario (CC).

El Cargo Complementario (CC) 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.

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.

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 cuenten 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.
 - 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:

$$CC_{p,s,g} = CC_No_Interconectores_{p,s,g} + CC_Interconectores_{p,s,g}$$

$$CC_{p,s,d} = CC_No_Interconectores_{p,s,d} + CC_Interconectores_{p,s,d}$$

$$CC_No_Interconectores_{p,s,g} = \frac{0.5 \left[\sum_{j=1}^n IARM_{No_Interconectores_{j,p,s}} + CARNP_{p,s} \right]}{\sum_{ai=1}^{AI} Cap_Iny_{p,s,ai}} - 0.5CMM_{p,s}$$

$$CC_Interconectores_{p,s,g} = \frac{0.5 \left[\sum_{k=1}^m IARM_{Interconectores_{k,s}} \right]}{\sum_{p=1}^6 \sum_{ai=1}^{AI} Cap_Iny_{p,s,ai}}$$

$$CC_No_Interconectores_{p,s,d} = \frac{0.5 \left[\sum_{j=1}^n IARM_{No_Interconectores_{j,p,s}} + CARNP_{p,s} \right]}{\sum_{ar=1}^{AR} Cap_Ret_{p,s,ar}} - 0.5CMM_{p,s}$$

$$CC_Interconectores_{p,s,d} = \frac{0.5 \left[\sum_{k=1}^m IARM_{Interconectores_{k,s}} \right]}{\sum_{p=1}^6 \sum_{ar=1}^{AR} Cap_Ret_{p,s,ar}}$$

Donde:

CC_{p,s,g} = Valor del Cargo Complementario –CC- en US\$/MW asociado a la capacidad de inyección del agente “ai”, para cada país “p”, para el mes “s” correspondiente.

CC_{p,s,d} = 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.

CC_No Interconectores_{p,s,g} La tarifa del CC en US\$/MWh para los tramos de la RTR que cuentan con IAR que no son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de inyección para un país “p” para el mes “s”.

CC_Interconectores_{p,s,g} La tarifa del CC en US\$/MWh para los tramos de la RTR que cuentan con IAR que son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de inyección para todos los países “p” para el mes “s”.

CC_No Interconectores_{p,s,d} Valor del CC en US\$/MWh para los tramos de la RTR que cuentan con IAR que no son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de retiro para un país “p” para el mes “s”.

CC_Interconectores_{p,s,d} Valor del CC en US\$/MWh para los tramos de la RTR que cuentan con IAR que son interconectores internacionales, asociado a la capacidad de retiro para todos los países “p” para el mes “s”.

IARM_{No Interconectores_{j,p,s}} = Valor de IAR mensual para un tramo “j” 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 Indisponibilidad* (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.

IARM_{Interconectores_{k,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* (DPI) del mes respectivo.

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 b) del presente numeral.

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 b) del presente numeral.

j: índice del conjunto de instalaciones de la RTR que cuentan con IAR que no son interconectores para un país “p”.

n = es el número de instalaciones de la RTR que cuentan con IAR que **no** son interconectores para un país “p”.

k : índice del conjunto de instalaciones de la RTR que cuentan con IAR que son interconectores.

m = es el número de instalaciones de la RTR que cuentan con IAR que **son** interconectores para un país “p”.

ai = índice del conjunto de agentes que cuentan con la capacidad de inyección del país “p” para el mes “s”

ar = índice del conjunto de agentes que cuentan con la capacidad de retiro del país “p” para el mes “s”

AI = Número total de agentes que cuentan con la capacidad de inyección del país “p” para el mes “s”

AR = Número total de agentes que cuentan con la capacidad de retiro del país “p” para el mes “s”

$CMM_{p,s}$ = Compensación mensual del MER para un país “p” para el mes “s” derivada de la Cuenta General de Compensación del MER (CGC).

$CARNP_{p,s}$ = Cargo asociado a restricciones nacionales que afectan el servicio de porteo del país “p” en el mes “s”.

9.3.3.2 Cálculo de la $CMM_{p,s}$

$$CMM_s = (PC) * (SCGC_{s-1}); \text{ si } (PC) * (SCGC_{s-1}) \leq \frac{\sum_{j=1}^n IAR_{No_Interconectores\ j}}{12}$$

$$CMM_s = \frac{\sum_{j=1}^n IAR_{No_Interconectores\ j}}{12}; \text{ si } (PC) * (SCGC_{s-1}) > \frac{\sum_{j=1}^n IAR_{No_Interconectores\ j}}{12}$$

$$CMM_{p,s} = CMM_s * \left[\frac{\sum_{L=1}^{np} CVT_L^{NETO} + \sum_{L=1}^{np} IVDT_Asig_{L,H}}{\sum_{L=1}^{red} CVT_L^{NETO} + \sum_{L=1}^{red} IVDT_Asig_{L,H}} \right] - CARN_RES_{pr,s} + CARN_NO_RES_{pnr,s}$$

Donde:

CMM_s = Compensación mensual del MER para el mes “s”

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.

$SCGC_{s-1}$ = Saldo de la CGC al último día del mes anterior al mes “s”.

$CARN_NO_RES_{pnr,s}$ = Costo asociado a restricciones nacionales del país no responsable “pnr” del mes “s”.

$CARN_RES_{pr,s}$ = Costo asociado a restricciones nacionales del país responsable “pr” del mes “s”

CVT_L^{NETO} = Cargo Variable de Transmisión Neto después de descontar los pagos a los DT, 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”

$IVDT_Asig_{L,H}$ = 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”

s = índice de meses donde se aplica el cálculo de los CC.

np = Número de líneas “L” que pertenecen al país “p”

red = Número de líneas “L” que pertenecen a la red que se utiliza en cada predespacho regional que se determinan para el mes “s”.

p = índice de países, donde se cumple que el número de países responsables (pr) más el número de países no responsables (pnr) es igual al número total de países (p) considerados en el cálculo de los CC.

9.3.3.3 Cálculo de los $CARN_RES_{pnr,s}$ y $CARN_NO_RES_{pnr,s}$

$CARN_RES_{pr,s}$ será determinado conforme lo establecido en el anexo Q del presente libro.

si $\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda_de_pais_pnr,s > 0$, entonces;

$$CARN_NO_RES_{pnr,s} = \sum_{pr}^r CARN_RES_{pr,s} * \left[\frac{Demanda_de_pais_pnr,s}{\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda_de_pais_pnr,s} \right]$$

si $\sum_{pnr=1}^{nr} Demanda_de_pais_pnr,s = 0$ o $nr = 0$, entonces;

$$CARN_NO_RES_{pnr,s} = 0;$$

Donde:

pnr = índice de países no responsables del CARN

nr = número de países no responsables del CARN

pr = índice de países responsables del CARN

r = número de países responsables del CARN

9.3.3.4 Cálculo de los $CARNP_{p,s}$

$$CARNP_{p,s} = \sum_{d=1}^s [CARNP_{p,d,s}^C - CARNP_{p,d,s}^A]$$

$$CARNP_{p,d,s}^C = VA_{porteo,s} * \left(\frac{\overline{FA_{p,d}}}{\sum_{p=1} \overline{FA_{p,d}}} \right)$$

$$CARNP_{p,d,s}^A = \sum_{p=1} CARNP_{p,d,s}^C * \left(\frac{\overline{FNA_{p,d}}}{\sum_{p=1} \overline{FNA_{p,d}}} \right)$$

$$VA_{porteo,s} = \frac{FG * FE * \sum_{j=1}^{n'} IARM_{j,s}}{Nd_s}$$

$$FA_{p,d,e} = \begin{cases} \frac{CAP_MIN - MCTP_P_{p,d,e}}{CAP_MIN} & ; si \ MCTP_P_{p,d,e} \leq CAP_MIN \\ 0 & ; si \ MCTP_P_{p,d,e} > CAP_MIN \end{cases}$$

$$FNA_{p,d,e} = \begin{cases} 1 & ; si \ MCTP_P_{p,d,e} \geq CAP_MIN \\ 0 & ; si \ MCTP_P_{p,d,e} < CAP_MIN \end{cases}$$

Donde:

$CARNP_{p,s}$ = Cargo asociado a restricciones nacionales que afectan la capacidad de porte del país “p” en el mes “s”, si el resultado es negativo el resultado es un abono.

$CARNP_{p,d,s}^C$ = Componente de cargo “C” del $CARNP_{p,s}$ determinado para el día “d” perteneciente al mes “s”

$CARNP_{p,d,s}^A$ = Componente de abono “A” del $CARNP_{p,s}$ determinado para el día “d” perteneciente al mes

$VA_{porteo,s}$ = 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 RTR que cuentan con IAR, de los países que cuenta con el servicio de porteo regional, para el mes “s”

$\overline{FA}_{p,d}$ = Promedio ponderado de los Factores de Afectación $FA_{p,d,e}$ del país “p”, en el día “d” de los escenarios “e”, el peso de los escenarios de demanda estará basado en el número de períodos de mercado de cada escenario, el peso de los escenarios de dirección de porteo será el mismo para ambos.

$\overline{FNA}_{p,d}$ = Promedio ponderado de los Factores de No Afectación $FNA_{p,d,e}$ del país “p”, en el día “d” de los escenarios “e”, el peso de los escenarios de demanda estará basado en el número de períodos de mercado de cada escenario, el peso de los escenarios de dirección de porteo será el mismo para ambos.

e = Escenarios de la capacidad de porteo para un día “d”, definidos por los escenarios de demanda máxima, media y mínima, y las direcciones de porte de norte a sur y sur a norte, totalizado 6 escenarios “e”.

FG = Factor de gradualidad de aplicación del $CARNP_{p,s}$. Este valor será determinado por la CRIE mediante resolución.

FE = Factor económico del $VA_{porteo,s}$ 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 $MCTP_{p,d,e}$ y el escenario considerando la CAP_MIN . Este valor será determinado por la CRIE mediante resolución, antes de cada mes de noviembre y su aplicación será el año siguiente.

$IARM_{j,s}$ = Ingreso Autorizado Regional mensual (IARM) de los tramos no interconectores “j” de la RTR que cuentan con IAR, de los países que cuenta con el servicio de porte regional, para el mes “s”

$MCTP_P_{p,d,e}$ = Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) de porteo, del país “p” para cada escenario “e” vigentes en el día “d.”

CAP_MIN = Capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros, conforme lo establecido en el numeral 10.1.2 del Libro III.

Nd_s = Número de días del mes “s”

9.3.4 El Peaje.

El Peaje 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 en cada mercado eléctrico nacional de cada país miembro.

Para efectos del cálculo del Peaje, se entenderá el uso programado de la RTR como el valor de un flujo de potencia eléctrica sobre cada una de las instalaciones de la red a remunerarse, derivado de los predespachos nacionales y regionales.

Para efectos de la asignación del Peaje, se entenderá el uso de la RTR como el uso efectivo generalizado que considera que toda inyección y retiro real de energía en cada país, utiliza en cualquier medida la RTR.

9.3.4.1 Premisas Generales de cálculo

- a) El Peaje está asociado al pago por el uso de las redes regionales, que deberán pagar los agentes no transmisores.
- 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.
- 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. 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.
 - 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.

9.3.4.2 Para efectos del cálculo del Peaje, el flujo neto de energía en un elemento de la RTR se obtendrá mediante la superposición de los flujos causados por la transacción global de cada mercado nacional y de los flujos causados por la transacción global del MER. La transacción global de un mercado es aquella formada por todas las inyecciones y retiros programados de dicho mercado.

9.3.4.3 Las inyecciones, retiros y flujos utilizados para los cálculos del Peaje estarán basados en la información de los predespachos nacionales y regionales del mes de aplicación del Peaje, según se describe en el Anexo E de este Libro.

9.3.4.4 El cargo por Peaje se calcula en función del uso programado de las instalaciones de la RTR. El cálculo de este cargo se basa en los siguientes pasos:

a) Cálculo del Peaje para cada elemento de la RTR. 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 (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.

b) Relación a la transacción global de cada Mercado Nacional y a la transacción global del MER, de la responsabilidad del pago por Peaje en cada elemento de la RTR en función de su uso programado de acuerdo al componente R1 de la Metodología de Flujo Dominante (MFD) descrita en el Anexo E de este Libro. La relación del Cargo por Peaje a cada transacción global se hará de acuerdo a la fracción de uso del elemento en sentido del flujo neto que se determina de la siguiente manera:

i. Cero, si el flujo asociado a la transacción global tiene sentido contrario al flujo neto en el elemento, o en caso contrario;

ii. La proporción entre el flujo asociado a la transacción global y el total de los flujos en el mismo sentido del flujo neto.

c) La relación del Cargo por Peaje a las inyecciones y retiros al MER que se realiza con el Método de Participaciones Medias (MEPAM), tal como se describe en el Anexo F de este Libro.

d) La asignación del Cargo por Peaje a las inyecciones y retiros de los Mercados Nacionales se realiza con el método descrito en el Anexo F de este Libro.

9.3.4.5 Los cargos por Peaje serán asignados para los Agentes que inyectan y Agentes que retiran conforme a los resultados de la aplicación de las metodologías establecidas en los anexos E y F del presente Libro.

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, el total de la energía inyectada y retirada por cada agente correspondiente al mes de aplicación del Peaje, conforme el literal c) del numeral 9.3.4.1 de este apartado, expresada en MWh.

9.3.4.7 Los Agentes que retiran de cada País “p”, deberán pagar mensualmente el Peaje igual a la tarifa PEAJE_Cp (US\$/MWh) por cada MWh de su demanda correspondiente al mes para el cual este cargo está vigente. La tarifa PEAJE_Cp es calculada conforme lo establecido en el anexo F del presente Libro.

9.3.4.8 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 conforme lo establecido en el anexo F del presente libro.

9.3.5 Asignación de los Fondos Recolectados por los Cargos Regionales de Transmisión al Ingreso Autorizado Regional (IAR) de los Agentes Transmisores.

El Ingreso Autorizado Regional (IAR), establecido en el numeral 9.2 del Capítulo 9 “Régimen de Remuneración de la RTR” del Libro III del RMER, será remunerado a los Agentes Transmisores de forma mensual por el EOR, conforme lo establecido en el presente capítulo.

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 Compensaciones por Indisponibilidad* (DPI) del mes respectivo. Los fondos para el pago de los IARM provendrán de los *Cargos Regionales de Transmisión* y la Compensación Mensual del MER derivada de la CGC.

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 Regional (DTER) respectivo.

Si por algún motivo los fondos recolectados no son suficientes para pagar los IARM, el EOR deberá determinar cuentas por pagar a cada agente transmisor, de forma proporcional al IARM, y trasladará los saldos de dichas cuentas al IARM del mes siguiente a conciliar. En todo caso, ante insolvencia de pago, el EOR dará prioridad al pago de los IARM en la liquidación del MER.

14. Modificar el literal k) del numeral 10.6.1 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“k) Se calcularán los indicadores de evaluación económica de las expansiones de transmisión: tasa interna de retorno y Valor Presente Neto, asignación del pago entre los Agentes a través de los Cargos Regionales de Transmisión, rentabilidad y valor presente neto de los beneficios netos para los Agentes y el cálculo del valor presente neto del Beneficio Social por país.”

15. Modificar el literal f) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“f) Estimación de los Cargos Regionales de Transmisión con y sin las nuevas instalaciones propuestas, conforme al Régimen de Remuneración establecido en el Capítulo 9 de este Libro.”

16. Modificar el literal g) del numeral 10.6.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“g) Evaluación para cada Agente que inyecta y Agente que retira y para cada país, del beneficio obtenido con relación a los Cargos Regionales de Transmisión adicionales que debe asumir”

17. Modificar el literal c) del numeral 10.10.3 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado Regional a ser recaudado por medio de los Cargos Regionales de Transmisión.”

18. Modificar el literal a) del numeral 11.3.7 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“a) Resultados de un estudio solicitado al EOR, quién, usando la misma metodología que se aplica en la Planificación a Largo Plazo, determinará: (1) valor presente neto del incremento de Beneficio Social de la región asociado a la ampliación solicitada por el Iniciador por un período de quince (15) años; (2) valor presente neto del Beneficio Privado que obtiene el Iniciador en el mismo período; (3) estimación propia del costo de la ampliación, sobre la base de los Costos Unitarios Estándar utilizados para el cálculo de los Ingresos Autorizados Regionales de los Agentes Transmisores, calculados según lo establecido en el Numeral 9.2 y (4) impacto de la ampliación sobre la Capacidad Operativa de Transmisión y los Cargos Regionales de Transmisión.”

19. Modificar el capítulo 12 del Libro III del RMER, el cual se leerá así:

“12 Conciliación, Facturación y Liquidación del Régimen de Remuneración de la RTR

12.1 Conciliación del Peaje, Cargo Complementario (CC) y de la Compensación Mensual del MER (CMM) para el pago del IARM

12.1.1 Remisión de Información de la Energía de Retiro

12.1.1.1 Energía de Inyección y Retiro

Para el cumplimiento de la entrega de los valores de energía inyectada y retirada

por cada Agente, establecidas en el literal c 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.

12.1.1.2 Capacidad de Inyección y Retiro

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.

12.1.1.3 Esta información será remitida al EOR por los OS/OM en los formatos y medios establecidos por éste.

12.1.2 Conciliación mensual del Ingreso por Peaje y CC

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 emita por OS/OM de cada país y lo publicará en su página electrónica.

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.

12.1.2.1 Conciliación mensual del Ingreso por CC procedente de los Agentes con Capacidad de Inyección y Retiro registrada

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:

$$Ingreso_a_Cobrar_CC_{p,s} = \sum_{ai=1}^{AI} CC_{p,s,g} * Cap_Iny_{p,s,ai} + \sum_{ar=1}^{AR} CC_{p,s,d} * Cap_Ret_{p,s,ar}$$

$$Ingreso_a_Cobrar_Total_CC_s = \sum_{p=1}^6 Ingreso_a_Cobrar_CC_{p,s}$$

Ingreso_a_cobrar_CC_{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.

Ingreso_a_cobrar_Total_CC_s= Monto del Ingreso por CC en US\$ a cobrar por todos los OS/OM’s en el mes “s” correspondiente.

CC_{p,s,g} = Valor del Cargo Complementario –CC- en US\$/MW asociado a la capacidad de inyección del agente “ai”, para cada país “p”, para el mes “s” correspondiente.

CC_{p,s,d} = Valor del Cargo Complementario –CC- en US\$/MW asociado a la capacidad de retiro del agente “ar” para cada país “p”, para el mes “s” correspondiente.

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 b del numeral 9.3.3.1 de este apartado.

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 b del numeral 9.3.3.1 de este apartado.

ai = índice del conjunto de agentes que cuentan con la capacidad de inyección del país “p” para el mes “s”

ar = índice del conjunto de agentes que cuentan con la capacidad de retiro del país “p” para el mes “s”

AI = Número total de agentes que cuentan con la capacidad de inyección del país “p” para el mes “s”

AR = Número total de agentes que cuentan con la capacidad de retiro del país “p” para el mes “s”

12.1.2.2 Conciliación mensual del Ingreso por Peaje procedente de los Agentes con Energía de Inyección y Retiro registrada

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:

$$Ingreso_a_Cobrar_PEAJE_{p,s} = \sum_{ai=1}^{AI} PEAJE_G_{p,s} * Ene_Iny_{p,s,ai} + \sum_{ar=1}^{AR} PEAJE_D_{p,s} * Ene_Ret_{p,s,ar}$$

$$Ingreso_a_Cobrar_Total_PEAJE_s = \sum_{p=1}^6 Ingreso_a_Cobrar_PEAJE_{p,s}$$

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.

Ingreso_a_cobrar_Total_PEAJE_s = Monto del Ingreso por Peaje en US\$ a cobrar por todos los OS/OM’s en el mes “s” correspondiente.

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.

PEAJE_{p,s}= Valor del Peaje en US\$/MWh asociado al de retiro del agente “ar” para cada país “p”, para el mes “s” correspondiente.

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 c del numeral 9.3.4.1 de este apartado.

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 c del numeral 9.3.4.1 de este apartado.

ai = índice del conjunto de agentes que inyectan del país “p” para el mes “s”

ar = índice del conjunto de agentes que retiran del país “p” para el mes “s”

AI = Número total de agentes que inyectan del país “p” para el mes “s”

AR = Número total de agentes que retiran del país “p” para el mes “s”

12.1.2.3 Pago del IARM por instalación a los Agentes Transmisores

El monto total del Peaje y CC (*Ingreso_a_cobrar_Total_PEAJEs* más el *Ingreso_a_cobrar_Total_CCs*) recolectado por el EOR más los montos de las CMM, 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.

El ingreso total de cada Agente Transmisor en concepto de IARM es la suma de los montos por cada una de sus instalaciones para el mes correspondiente.

La conciliación de los IARM por instalación se realizará en los plazos establecidos en el calendario de Conciliación, Facturación y Liquidación del MER según la regulación vigente y se incluirán en el DTER, del mes posterior al mes de conciliación del IARM.

12.2 Facturación del Peaje, del CC y del IARM

El EOR hará la facturación de acuerdo al numeral 2.7 del Libro II del RMER.

La facturación del Peaje y del Cargo Complementario y del IARM se realizará en los plazos establecidos en el calendario de Conciliación, Facturación y Liquidación del MER según la regulación regional vigente.

12.3 Liquidación del Peaje, del CC, y del IARM

Cada OS/OM se encargará de requerir los cobros respectivos del Peaje y del CC a

sus Agentes no Transmisores, y los recolectará para realizar el pago al EOR según el calendario de conciliación, facturación y liquidación del MER según la regulación vigente.

El EOR realizará los pagos de los *IARM* a los Agentes Transmisores, según el calendario de conciliación, facturación y liquidación del MER según la regulación regional vigente.

12.4 Garantías de pago de los Cargos de Transmisión

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.

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.

12.5 Mora en el pago de las obligaciones

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.

12.6 Principio de No Duplicidad para la remuneración de los Agentes Transmisores

La CRIE y el regulador de cada país, velarán que se respete el principio de no duplicar la remuneración de los Agentes Transmisores. 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.

12.7 Publicación de Información

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.”

20. Modificar el anexo “E” del Libro III del RMER, el cual leerá así:

E1 Método del Flujo Dominante

- E1.1** El Método de Flujo Dominante (MFD) relaciona la fracción del costo que una transacción programada “ u ”, bien sea del Mercado Nacional o del MER, tiene sobre los elementos de una red. El MFD asumirá transacciones programadas balanceadas (sumatoria de inyecciones igual a sumatoria de retiros).
- E1.2** El predespacho regional del MER se compone de la superposición de las seis (6) transacciones globales de los Mercados Nacionales y la transacción global MER.
- E1.3** Cada transacción global consiste de un conjunto de Inyecciones y Retiros programados correspondientes al predespacho para un período de mercado dado, realizado por cada OS/OM para su correspondiente transacción global del Mercado Nacional y por el EOR para la transacción global MER.
- E1.4** Cada transacción global deberá reflejar las pérdidas en la red que es modelada por el correspondiente OS/OM y por el EOR para la determinación del predespacho. Las pérdidas de una transacción global serán entonces iguales a la suma de sus inyecciones menos sus retiros.
- E1.5** Para efectos de la aplicación del MFD y MEPAM se requieren transacciones globales balanceadas, es decir el total de inyecciones igual al total de retiros, por lo que el EOR asignará las pérdidas de cada transacción global de la siguiente forma:
- i) Calcular las pérdidas (L) para cada transacción global u :
$$L(u) = \sum \text{Inyección}_i(u) - \sum \text{Retiro}_i(u)$$
 - ii) Asignar las pérdidas a los retiros en forma proporcional al monto retirado:
$$\text{Retiro}^*_i(u) = \text{Retiro}_i(u) + [L(u) \times \text{Retiro}_i(u) / \sum \text{Retiro}_i(u)]$$
- 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.
- E1.7** La relación de una transacción global en el costo de un elemento de red se asume proporcional a su uso eléctrico programado (flujo de potencia).
- E1.8** El conjunto de todas las transacciones globales consideradas en un período de mercado conforma el uso programado total de la red en ese período.
- E1.9** El MFD se utilizará para determinar la relación en el costo para cada transacción global $R_1(u)$, que representa la fracción del costo relacionada con la capacidad utilizada en la programación (tomando en cuenta las transacciones globales que causen contraflujo) de los elementos de red.
- E1.10** El costo relacionado con el uso de la red para la transacción global u será igual a $R_1(u)$.
- E1.11** $R_1(u)$ está relacionado a la capacidad operativa de los elementos de la red usada en la programación por el flujo neto en el elemento. La transacción global u tendrá relación con los costos sobre un elemento solamente si el flujo ocasionado por ella tiene la misma dirección que el flujo neto. El $R_1(u)$ se determina de la siguiente manera:

$$R_1(u) = \sum_{l=1}^L R_1(l, u) = \sum_{l=1}^L C_{Bl} \frac{|f_l^+(u)|}{\sum_{s=1}^U |f_l^+(s)|}$$

donde:

$R_1(l, u)$	Componente R_1 de la línea l , transacción global u
L	Número de líneas
f_l	Flujo neto por la línea l
$f_l(u)$	Flujo por la línea l causado por la transacción global u .
$f_l^+(u)$	Flujo positivo por la línea l causado por la transacción global u . Igual a $f_l(u)$ si $f_l(u)$ tiene el mismo sentido que f_l , y cero en caso contrario
f_{cl}	Capacidad operativa de transmisión de la línea l , de acuerdo con lo establecido en el literal a) del numeral 9.3.4.4 del Libro III de este reglamento.
C_l	Ingreso a recolectar de la línea l
U	Conjunto de todas las transacciones globales

C_{Bl} se define como el costo de capacidad base y es igual a:

$$C_{Bl} = C_l \frac{|f_l|}{f_{cl}}$$

E2 Cálculo de la Remuneración Reconocida Asociada al Peaje

E2.1 Se definen los siguientes datos de entrada:

U	= Conjunto de transacciones globales. $u=1, \dots, U$. Incluye las transacciones nacionales más la transacción MER.
L	= Conjunto de líneas (incluye también los transformadores) que pertenecen a la RTR. $l=1, \dots, L$
F	= Matriz (L,U). El elemento f_{lu} es el flujo en MW sin pérdidas en la línea l para la transacción u
F_c(l)=	Capacidad de transmisión de la línea l en MW
C(l)=	Ingreso a recolectar de la línea l

Los datos mencionados se procesan con la fórmula para $R_1(l, u)$ definida en el numeral E1.8 y se obtiene:

$R_1(l, u)=$ Matriz con el valor de R_1 para la línea l y la transacción u

La Remuneración Reconocida asociada al Peaje para la línea l se calcula como:

$$R_l(l) = \sum_{u=1}^U R_l(l, u)$$

-----FIN DEL ANEXO “E”-----

21. Modificar el anexo “F” del Libro III del RMER, el cual leerá así:

F1 Método de Participaciones Media

- F1.1** El objetivo del Método de Participaciones Medias (MEPAM) es el de encontrar la incidencia que las inyecciones y retiros programadas de las transacciones globales tienen sobre los flujos respectivos en las líneas de la RTR.
- F1.2** El MEPAM utiliza como dato de entrada las inyecciones y retiros programados en cada nodo y los flujos por las líneas y transformadores para una transacción balanceada (la suma de las inyecciones deberá ser igual a la suma de los retiros).
- Las inyecciones, retiros y flujos a ser utilizados por el MEPAM corresponden a aquellos definidos para la transacción global MER en el Anexo E en los Numerales E1.3 a E1.6.
- F1.3** El MEPAM identifica, para cada inyección de potencia en la red, caminos concretos que comienzan en la inyección, que se extienden por la red hasta que alcanzan ciertos retiros donde estos terminan. Análogamente se encuentran los caminos desde los retiros a las inyecciones. Para crear estos caminos el MEPAM utiliza en cada nodo de la red el principio de proporcionalidad: en cada nodo de la red, las inyecciones al nodo se reparten proporcionalmente a los retiros del nodo.
- F1.4** El principio de proporcionalidad se ilustra con el siguiente ejemplo de la Figura 1 en el que cuatro líneas están conectadas al nodo i , dos con inyecciones y dos con retiros. El flujo total por el nodo es $P_i = 40 + 60 = 100\text{MW}$ de los cuales 40% son suministrados por la línea $j-i$ y 60% por la línea $k-i$. El principio de proporcionalidad implica que cada MW que se retira del nodo contiene la misma proporción de las inyecciones que el flujo total por el nodo P_i . De esta forma los 70MW saliendo por la línea $i-m$ consiste de $70(40/100)=28\text{MW}$ suministrados por la línea $j-i$ y de $70(60/100)=42\text{MW}$ suministrados por la línea $k-i$.

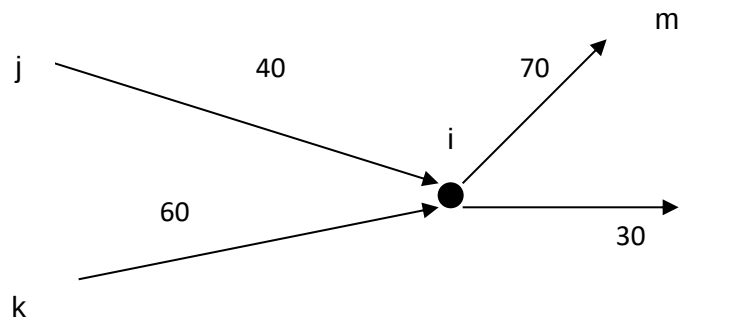


Figura 1 – Principio de Proporcionalidad

F1.5 Factores de Distribución de la Generación: D^G es el factor que define la proporción de la potencia inyectada por un generador que fluye en una línea; se denomina factor topológico de distribución de generación y se define como:

$$D_{i-l,k}^G = |P_{i-l}| \cdot |A_u^{-1}|_{jk} / P_i$$

Donde:

$D_{i-l,k}^G$ = Factor topológico de Distribución de Generación que indica la proporción de la potencia con que el generador k contribuye al flujo en la línea $i-l$ (línea que conecta los nodos $i-l$)

$|P_{i-l}|$ = Flujo en la línea $i-l$. $|P_{i-l}| = |P_{l-i}|$ en el caso sin pérdidas.

P_i = Flujo total que entra o sale al nodo i

A_u = Matriz (nxn) de distribución *hacia arriba*. n=número de nodos

$|A_u|_{ij}$ = Elementos de la matriz A_u $\begin{cases} 1 & \text{para } i=j \\ -|P_{j-i}| / P_j & \text{para } j \in \alpha_i^{(u)} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$

$\alpha_i^{(u)}$ = Conjunto de nodos que suministran al nodo i (el flujo se dirige desde otros nodos al nodo i)

$|A_u^{-1}|_{jk}$ = Elemento jk de la inversa de la matriz A_u

F1.6 El flujo por la línea $i-l$, $|P_{i-l}|$ se determina en función de las inyecciones de generación en cada nodo como:

$$|P_{i-l}| = \sum_{k=1}^n D_{i-l,k}^G \cdot PG_k \quad \text{para } l \in \alpha_i^{(d)}$$

donde:

PG_k = Generación en el nodo k

$\alpha_i^{(d)}$ = Conjunto de nodos que son suministrados directamente por el nodo i (el flujo se dirige a estos otros nodos desde el nodo i)

F1.7 Factor de Distribución de la Demanda: D^D es el factor que define la proporción de la potencia retirada por una demanda que fluye en una línea; se denomina factor topológico de distribución de demanda, y se define como:

$$D_{i-j,k}^D = |P_{i-j}| \cdot |A_d^{-1}|_{ik} / P_i$$

Donde:

$D_{i-j,k}^D$ = Factor topológico de Distribución de Demanda que indica la proporción de la potencia que la demanda k contribuye al flujo en la línea $i-j$

A_d = Matriz (nxn) de distribución *hacia abajo*.

$|A_d|_{il}$ = Elementos de la matriz A_u $\begin{cases} 1 & \text{para } i=l \\ -|P_{l-i}| / P_l & \text{para } l \in \alpha_i^{(d)} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$

F1.8 El flujo por la línea $i-j$, $|P_{i-j}|$ en función de los retiros de la demanda en cada nodo se determina como:

$$|P_{i-j}| = \sum_{k=1}^n D_{i-j,k}^D \cdot PD_k \quad \text{para } j \in \alpha_i^{(u)}$$

donde:

PD_k = Demanda en el nodo k

F1.9 Relación del Cargo por Peaje a las inyecciones y retiros programados para la Transacción global MER.

Se definen los siguientes datos de entrada:

$R_1MER(l)$ = Elemento de la matriz $R_1(l,u)$ descrita en E1.11 para u = Transacción MER.

PG_k = Inyección programada en el nodo k de la RTR para la transacción global MER

PD_k = Retiro programado en el nodo k de la RTR para la transacción global MER

F = Vector (n_l). El elemento f_l es el flujo en MW de la línea l para la transacción MER. n_l es el número de líneas.

Topología de la red = Conectividad entre los nodos de la red

Se determinan para la Transacción global MER, los factores de distribución de la generación y los factores de distribución de la demanda según las fórmulas de los Numerales F1.7 y F1.9:

$D_{l,k}^G$ = Factor de distribución topológico de la generación para la línea l , inyección k , Transacción MER. Indica la proporción de la potencia inyectada programada en el nodo k que fluye por la línea l en la Transacción MER.

$D_{l,k}^D$ = Factor de distribución topológico de la demanda para la línea l , retiro k , Transacción MER. Indica la proporción de la potencia retirada programada en el nodo k que fluye por la línea l en la Transacción MER.

Identificación de los montos (porción del Ingreso a Recolectar) que serán asociados a los agentes que inyectan y retira de forma programada en el MER, durante el mes para el cual se aplican los cargos de Peaje:

$PECM_k$ = Monto que se asocia a cada Agente k que retira de forma programada, en concepto de peaje por la transacción global MER = $PD_k \times D_{l,k}^D \times R_l(MER(l)) \times 0.5$

$PEGM_k$ = Monto que se asocia a cada Agente k que inyecta de forma programada, en concepto de peaje por la transacción global MER = $PG_k \times D_{l,k}^G \times R_l(MER(l)) \times 0.5$

F1.10 Relación del Cargo por Peaje a las inyecciones y retiros programados de las Transacciones Globales de los Mercados Nacionales.

Se definen los siguientes datos de entrada:

$R_1(l,u)$ = Matriz con el valor de R_1 para la línea l y la transacción global del mercado nacional u según se establece en el Anexo E

$R_2(l,u)$ =

PG_{ku} = Inyección programada en el nodo k de la RTR para la transacción global del mercado nacional u

PD_{ku} = Retiro programado en el nodo k de la RTR para la transacción global del mercado nacional u

%LPE y %GPE = Proporción de reparto del cargo por peaje asociado a la transacción global del mercado nacional entre los *Agentes* que retiran (%LPE) y Agentes que inyectan (%GPE). Se fijan inicialmente ambos valores en 50%, pudiendo la CRIE determinar otra proporción.

Identificación de los montos (porción del Ingreso a Recolectar) que serán asociados a los agentes que inyectan y retiran de forma programada en los Mercados Nacionales, durante el mes para el cual se aplican los cargos de Peaje:

$PERN_{ku}$ = Monto que se asocia al retiro en el nodo k de forma programada, en concepto de peaje por la transacción global del Mercado Nacional $u = \sum_l R_1(l,u) * PD_{ku} / \sum_k PD_{ku} * \%LPE$

$PEIN_{ku}$ = Monto que se asocia a la inyección en el nodo k de forma programada, en concepto de peaje por la transacción global del Mercado Nacional $u = \sum_l R_1(l,u) * PG_{ku} / \sum_k PG_{ku} * \%GPE$

F1.11 Asignación del Cargo por Peaje que deberán pagar los *Agentes* que retiran y *Agentes* que inyectan de forma efectiva (real) durante el mes para el cual se aplican los cargos de Peaje.

El Cargo por Peaje para los *Agentes* que retiran de forma efectiva de un país “p” se calculará como:

$$\text{PEAJE_C}_p = \{\sum_i (\text{PECM}_k) + \sum_k (\text{PERN}_{ku})\} / \sum_c R_c$$

donde:

R_c = Es el retiro efectivo, en MWh, de cada *Agente* que retira “c” del país “p” para los mes para el cual se calcula el PEAJE_C_p . Este valor se determina conforme lo establecido en el literal c del numeral 9.3.4.1 de este libro.

u= Es un contador por cada transacciones global del mercado nacional asociado cada país “p”, se obtendrán 6 valores de PEAJE_C_p para casa mes de aplicación, uno para cada país “p”.

El Cargo por Peaje para los *Agentes* que inyectan de un país “p” se calculará como:

$$\text{PEAJE_G}_p = \{\sum_i (\text{PEGM}_k) + \sum_k (\text{PEIN}_{ku})\} / \sum_g I_g$$

donde:

I_g = A la inyección efectiva, en MWh, del *Agente* que inyecta “g” del país “p” para los mes para el cual se calculan los PEAJE_G_p . Este valor se determina conforme lo establecido en el literal c del numeral 9.3.4.1 de este libro.

u= Es un contador por cada transacción global del mercado nacional asociado cada país “p”, se obtendrán 6 valores de PEAJE_G_p para casa mes de aplicación, uno para cada país “p”.

-----FIN DEL ANEXO “F”-----

22. 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”, con el siguiente contenido:

Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable

I. Objetivo del Procedimiento

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 9.3.4.3 del Libro III de este reglamento.

II. Alcance

Identificar y determinar los montos por CARN a ser asignados a los mercados o sistemas nacionales responsables de haberlos generado, a partir de los siguientes insumos:

- a. Flujos de potencia de las energías requeridas de los Contratos Firmes (CF) reportados en las respectivas declaraciones de contratos regionales al MER, para el proceso de Predespacho Regional.
- b. Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) vigentes.
- c. Flujos de potencia de las energías requeridas de CF programadas en el Predespacho Regional, o en los correspondientes Ajustes al Predespacho o Redespachos
- d. Casos Eximentes.

III. Definiciones

CARN: 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 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.

Restricción Nacional: 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.

IV. Identificación de sistemas nacionales responsables por período de mercado, y asignación del CARN.

- 1) Para cada período de mercado, el EOR determinará los valores del CARN como la sumatoria de los montos que resulten deudores a la CGC en concepto de Cargo Variable de Transmisión neto (CVTn) de cada elemento de la RTR, y se deriven de la existencia de condiciones generadas por los mercados o sistemas nacionales, que restrinjan las *MCTP*, verificando que se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:

- 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) Los valores de Energía Requerida de los CF que no sean abastecidos por las ofertas oportunidad de inyección de la parte vendedora del CF, y que exista una oferta de oportunidad de inyección programada en el MER con un precio mayor a una oferta de oportunidad de inyección de cualquier Contrato Firme.

A continuación, se presenta la formulación respectiva:

$$CARN_{h,s} = \sum_{l=1}^N CVT_L^{NETO} \vee CVT_L^{NETO} < 0 \leftrightarrow \sum_{l=1}^n F_{l,c,h,s}^{Total} = MCTP_{c,h,s}$$

$$Si, \sum_{t=1}^T RC_{t,h,s} > \sum_{\substack{v=1 \\ < f_{iooi,h}}}^V CMORC_{v,h,s} \vee \sum ER_{v,h,s} \neq \sum P_{iny\ v,h,s} \text{ cuando } f_{i_{v,h}}$$

, entonces $\exists CARN_h$

Donde:

Debe entenderse que $CVT_L^{NETO} < 0$, es un cargo a la CGC.

h : Período de mercado,

L : Elemento de la RTR modelado en el predespacho regional de un total de N ,

l : Elemento de la RTR de la restricción c de un conjunto n ,

$CARN_{h,s}$: 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 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.

c : Restricción de transmisión de un conjunto C de elementos de red L para un sentido de Norte a Sur o Sur a Norte,

$F_{l,c,h,s}^{Total}$: Valor de los flujos de potencia a través de los elementos de red l de las restricciones c modeladas en el Predespacho Regional a la hora h del mes s ,

$MCTP_{c,h,s}$: Valor de la restricción c 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 ,

$RC_{t,h,s}$: Valor de renta de congestión del Derecho Firme t de un conjunto T a la hora h , vigente en el mes s ,

$CMORC_{v,h,s}$: Valor de Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional a los Compromisos Contractuales programados para los Contratos Firmes v de un conjunto V en la hora h del mes s ,

$ER_{v,h,s}$: Energía requerida programada del contrato firme v en el Predespacho Regional a la hora h del mes s ,

$P_{iny v,h,s}$: Energía programada de la parte vendedora del contrato firme v en el predespacho regional a la hora h del mes s ,

$fi_{v,h,s}$: Conjunto de precios de las ofertas de oportunidad de la parte vendedora de los Contratos Firmes v en el Predespacho Regional a la hora h del mes s ,

$fi_{ooi,h,s}$: Conjunto de precios de las ofertas de oportunidad de inyección programadas parcialmente en el Predespacho Regional a la hora h del mes s .

Cumplidas las condiciones anteriores, para aquellos Mercados o Sistemas Nacionales que restrinjan las *Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia entre áreas de control (MCTP)* consideradas en el Predespacho Regional, el CARN se asignará y calculará de la siguiente manera:

- 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 los flujos netos de potencia de las energías requeridas reportadas en las respectivas declaraciones de CF y los valores de MCTP utilizados en cada período 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 período de mercado, como se describe en la siguiente formulación:

$$Si, \sum_{l=1}^n FER_{Declarada\ l,c,h,s} > MCTP_{c,h,s}$$

$$FER_{Declarada\ L,h,s} = He_{h,s} * T_{DEC_{h,s}}$$

$$Diferencia_de_energía_req_{EXP-IMP\ pr,h,s} = \sum_{l=1}^n FER_{Declarada\ l,h,s} - MCTP_{EXP-IMP\ c,h,s}$$

Donde:

$FER_{Declarada\ l,c,h,s}$: valor de flujos de potencia de las energías requeridas en los elementos de transmisión l de las restricciones c para cada hora h del mes s , que han sido declaradas por los agentes para el predespacho regional y validadas por el EOR luego de pasado el período de corrección de declaraciones de contratos regionales.

$FER_{Declarada\ L,h,s}$: valor de los flujos en cada elemento de red L de un conjunto N para cada período de mercado h del mes s ,

$He_{h,s}$: matriz de factores de distribución con los cuales se obtiene el flujo de potencia a través de la red modelada del predespacho regional para cada período de mercado h del mes s ,

$T_{DEC_{h,s}}$: vector de diferencias entre las potencias de las componentes de venta y compra de los contratos firmes declarados para cada hora h del mes s en el predespacho regional,

$MCTP_{EXP-IMP_{c,h,s}}$: capacidades máximas de transmisión de un conjunto de c elementos de la RTR, determinadas por el EOR, para las restricciones de Exportación e Importación utilizada para el Predespacho Regional en la hora h del mes s .

- 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 los flujos netos de potencia de las energías requeridas programadas de los CF y los valores de MCTP utilizados en cada período 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 período de mercado, como se describe en la siguiente formulación:

$$Si, \sum_{l=1}^n FER_{l,c,h,s} > MCTP_{c,h,s}$$

$$FER_{L,h,s} = He_{h,s} * T_{PROG_{h,s}}$$

$$Diferencia_de_energía_req_{TRANS-POR\ pr,h,s} = \sum_{L=1}^N FER_{L,h,s} - MCTP_{TRANS-POR_{c,h,s}}$$

Donde:

$FER_{l,c,h,s}$: valor de flujos de potencia de las energías requeridas programadas que se porteen o transfieran a través en los elementos de transmisión l de las restricciones c para cada hora h del mes s del predespacho regional,

$FER_{L,h,s}$: valor de los flujos programados en el predespacho regional en cada elemento de red L de un conjunto N para cada período de mercado h del mes s ,

$T_{PROG_{h,s}}$: vector de diferencias entre las potencias de las componentes de venta y compra de los contratos firmes programados para cada hora h del mes s en el predespacho regional,

$MCTP_{TRANS-POR_{c,h,s}}$: 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 .

En caso no se cumplan las condiciones anteriores o no existan DF vigentes o no existan energías requeridas declaradas de Contratos Firmes, no se asignará ningún CARN a los

Mercados o Sistemas Nacionales. Este párrafo aplica a los numerales 1, 2 y 3 del presente romano IV

- 4) Para la asignación del CARN a cada Mercado o Sistema Nacional (país) responsable

$$CARN_RES_{pr,h,s} = CARN_{h,s} * \frac{Diferencia_de_energía_req_{EXP-IMP\ pr,h,s} + \sum_{cr=1}^k Diferencia_de_energía_req_{TRANS-POR\ cr,pr,h,s}}{\sum_{pr=1}^R Diferencia_de_energía_req_{TRANS-POR\ pr,h,s} + \sum_{pr=1}^R Diferencia_de_energía_req_{EXP-IMP\ pr,h,s}}$$

Dónde:

$CARN_RES_{pr,h,s}$: costo asociado a restricciones nacionales de los Mercados o Sistemas Nacionales responsables pr a la hora h del mes s ,

$CARN_{h,s}$: 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 DT y cumpliendo las condiciones establecidas en las Resoluciones CRIE-112-2018 y CRIE-06-2019.

pr : índice de países responsables de restricciones de transmisión regionales.

cr : número de restricciones del país responsable pr de un conjunto de restricciones k en una hora h del mes s

R : Número de países responsables de restricciones de transmisión regionales de un conjunto pr .

- 5) El EOR calculará y registrará el valor de $CARN_RES$ de cada país responsable como el monto mensual, mediante la siguiente formulación:

$$CARN_RES_{pr,s} = \sum_{h=1}^n CARN_RES_{pr,h,s}$$

Dónde:

h : hora con CARN

n : número de horas del mes con CARN

pr : país responsable

s : índice de mes

$CARN_RES_{pr,s}$: Costo asociado a restricciones nacionales del país responsable “ pr ” del mes “ s ”.

V. Casos Eximentes

Aplicación de los eximentes

Ante la disminución de las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) vigentes, por restricciones nacionales y en caso que tal disminución afecte los Derechos Firmes (DF) previamente asignados, se establecen como eximentes para el cálculo del CARN los siguientes:

- i) *Emergencias debidamente justificadas y calificadas por el EOR.*
- ii) *Fuerza mayor o caso fortuito debidamente justificados, para la cual el EOR deberá solicitar la calificación por parte de la CRIE.*
- iii) *Órdenes del EOR por cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales.*
- iv) *Mantenimientos programados sujetos a lo establecido en la regulación regional*

Con el objeto aplicar cada uno de los eximentes indicados, se realizarán los siguientes pasos:

- i) Emergencias debidamente justificadas y calificadas por el EOR.**
 - a) El EOR declarará estado de emergencia en una o más áreas de control o en todo el SER, de acuerdo a lo detallado en el literal c) numeral 5.17.8.1, del Libro II del RMER y en el numeral A5.5.12 del Anexo 5 del Libro II del RMER, el o los períodos de mercado en los cuales el EOR declare estado de emergencia, no se considerarán para el cálculo del CARN.
 - b) El EOR, en el informe diario de operación del Sistema Eléctrico Regional, publicará los períodos de mercado en los que el Sistema Eléctrico Regional, estuvo en estado de emergencia declarado por el EOR
- ii) Fuerza mayor o caso fortuito debidamente justificado, para la cual el EOR deberá solicitar la calificación por parte de la CRIE.**
 - a) Cuando un OS/OM invoque fuerza mayor o caso fortuito ante eventos tales como, incendios, inundaciones, terremotos, guerras, revoluciones, entre otros, como la causa de una restricción en la capacidad de transmisión de su área de control, deberá remitir al EOR, en un plazo no mayor a 10 días hábiles contados a partir del día hábil posterior al día de operación en que ocurrió el evento, el expediente documentando los hechos y las justificaciones que soportan la ocurrencia y solicitud de aplicación de la fuerza mayor o caso fortuito. De requerirse análisis adicionales por parte de los OS/OM involucrados, éstos lo comunicarán al EOR previo al vencimiento del plazo indicado y dispondrán de un plazo adicional de 5 días hábiles.
 - b) El EOR, revisará el expediente presentado por el OS/OM y dentro del plazo de 5 días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción del expediente remitido por el OS/OM, remitirá a la CRIE dicho expediente y la opinión técnica del EOR al respecto, solicitando a la CRIE que determine la calificación de sí aplica o no para fuerza mayor o caso fortuito.
 - c) La CRIE deberá resolver, dentro del plazo de 30 días hábiles, si aplica o no la calificación de fuerza mayor o caso fortuito; en caso que aplique, deberá establecer el inicio y finalización de los períodos de mercado a los cuales se calificará como eximente por fuerza mayor o caso fortuito.

- d) Mientras no se tenga la calificación de fuerza mayor o caso fortuito emitida por la CRIE, el EOR clasificará las restricciones a la capacidad de transmisión como no eximente, e identificará el mercado o sistema nacional responsable de la restricción.
- e) Una vez la CRIE notifique al EOR la calificación de fuerza mayor o caso fortuito y los períodos de mercado en los cuales se aplicará, el EOR, mediante un ajuste al DTER correspondiente al mes de operación en el cual notifique la CRIE, procederá a la aplicación del criterio eximente según corresponda.

iii) Órdenes del EOR por cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño regionales.

- a) En caso que el EOR, con base en lo indicado en los apartados 1.5.3 del Libro I y 3.2 del Libro II del RMER, en la operación en tiempo real instruya a los OS/OM, restringir los flujos de potencia a un valor menor a las MCTP vigentes, con el objetivo de mantener los CCSD dentro de los rangos establecidos, el o los períodos de mercado en los cuales se aplicó dicha instrucción no se considerarán para el cálculo del CARN.
- b) El EOR, en el informe diario de operación, publicará los períodos de mercado y las instrucciones operativas dadas por el CRCT del EOR relacionadas con el inciso a) anterior.
- c) En el caso de las restricciones ordenadas por el EOR en el cumplimiento de sus funciones y responsabilidades de acuerdo con el literal f) numeral 5.17.7.1, del Libro II del RMER, para evitar violaciones a los CCSD en la región, estas restricciones se clasificarán como eximentes.

VI. Definición de abreviaturas utilizadas para las MCTP

No.	Abreviación	Descripción
1	GUAHON	Transferencia Guatemala - Honduras Sur-Norte y Norte-Sur
2	GUAELS	Transferencia Guatemala - El Salvador Sur-Norte y Norte-Sur
3	ELSHON	Transferencia El Salvador - Honduras Sur-Norte y Norte-Sur
4	HONNIC	Transferencia Honduras - Nicaragua Sur-Norte y Norte-Sur
5	NICCRI	Transferencia Nicaragua - Costa Rica Sur-Norte y Norte-Sur
6	CRIPAN	Transferencia Costa Rica - Panamá Sur-Norte y Norte-Sur
7	EXP_TOT_GUA_NS	Importación y Exportación Total Guatemala
8	IMP_TOT_SAL	Exportación e Importación Total de El Salvador
9	IMP_TOT_HON	Exportación e Importación Total de Honduras
10	IMP_TOT_NIC	Exportación e Importación Total de Nicaragua
11	IMP_TOT_CRI	Exportación e Importación Total de Costa Rica
12	IMP_TOT_PAN	Exportación e Importación Total de Panamá

VII. Formato de MCTP y casos eximentes

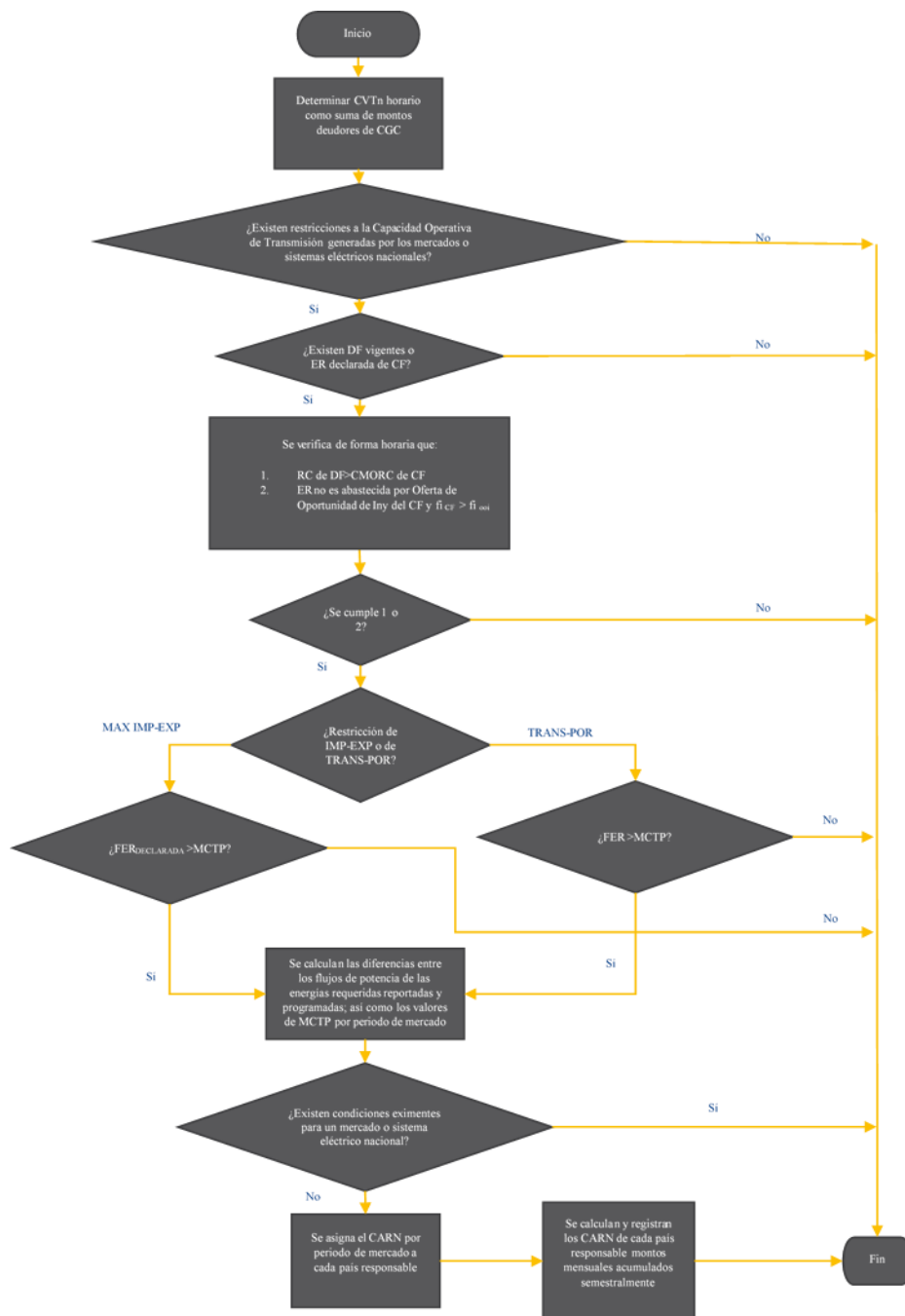
Restricción	Periodo	MIN	MAX	Área de control Responsable de la Restricción	Eximente si/no	Causa	Monto CARN (USD)
GUAHON							
GUAELS							
ELSHON							
HONNIC							
NICCRI							
CRIPAN							
EXP_TOT_GUA_NS							
IMP_TOT_SAL							
IMP_TOT_HON							
IMP_TOT_NIC							
IMP_TOT_CRI							
IMP_TOT_PAN							

Donde:

MIN: Indica la transferencia Sur-Norte y la exportación total en las áreas de control, excepto para el área de control de Guatemala que representa la importación total.

MAX: Indica la transferencia Norte-Sur y la importación total en las áreas de control, excepto Guatemala que representa la exportación total.

VIII. Diagrama de Flujo del Procedimiento para la identificación de los Costos Asociados a Restricciones Nacionales (CARN) para cada país responsable



La siguiente nomenclatura, aplica únicamente para el Diagrama de Flujo de esta sección VIII.

CVTn: Cargo Variable de Transmisión Neto por elemento de transmisión después de descontar los pagos a los titulares de DT. A efectos de este procedimiento, el CVTn neto a que se hace referencia es el correspondiente a los países identificados como responsables de establecer restricciones de transmisión.

CGC: Cuenta General de Compensación.

RC: Renta de Congestión.

DF: Derecho Firme.

CMORC: Cargo en el Mercado de Oportunidad Regional asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual.

ER: Energía Requerida.

MCTP: Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia.

FER_{DECLARADA}: valor de flujos de potencia de las energías requeridas en los elementos de transmisión de las restricciones para cada hora del mes, que han sido declaradas ante el EOR por los agentes en su último archivo de carga de declaración de contratos antes de las 11:30 a.m., es decir antes de su validación, de cada proceso de predespacho regional.

FER: valor de flujos de potencia de las energías requeridas programadas que se porteen o transfieran a través en los elementos de transmisión de las restricciones para cada hora del mes del predespacho regional.

CARN: Costo Asociado a Restricciones Nacionales.

IMP-EXP: Restricciones de máximas importación y exportación

TRANS-POR: Restricciones de transferencia entre áreas de control y porteo

fi_{CF}: conjunto de valores de los precios de oferta de la parte vendedora de los contratos firmes no despachados

fi_{ooi}: conjunto de valores de los precios de las ofertas de oportunidad de inyección que no son de contratos firmes y que están parcialmente despachadas

-----FIN DEL ANEXO “Q”-----

23. DISPOSICIÓN DEROGATORIA. Se derogan las siguientes disposiciones regulatorias:

- a) 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, establecida en la resolución CRIE-NP-19-2012 y sus modificaciones. Asimismo, se derogan los resuelve Segundo y Tercero de la resolución CRIE-NP-19-2012.

- b) Resolución CRIE-35-2014
- c) Resuelve Segundo de la resolución CRIE-17-2017
- d) Resolución CRIE-112-2018

A3 - Modificaciones relacionadas con la Energía Firme, 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.”

“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 (importación norte más importación sur) y exportación total (exportación norte más exportación sur).”

“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*.”

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 y que cumple las características de firmeza de suministro definidas en la *Regulación 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. Sustituir 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 DF menos el producto del Precio Nodal de inyección resultante del *Predespacho o redespacho Regional* por la Potencia de Inyección del *DFPP*.”

4. Sustituir 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 DT

IVDT: Ingreso por venta de DT

MCTP: Máximas Capacidades de Transferencias de Potencia

RC: Renta de Congestión

TPNC: *Transacción Programada* No comprometida en Contratos

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 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:

- 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.
- 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* provendrá de recursos de generación identificables.
- 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 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 existentes.
- 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.

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 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 una oferta de inyección de oportunidad, y en la *Conciliación de las Transacciones Programadas* como una transacción programada de retiro de oportunidad.”

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 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 sin 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:

$$Tij_k^{req-CF} = Sij_k * P_{energia_req(k)}$$

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

$$Tij_k^{req-total} = Tij^{req-pn} + Tij_k^{req-CF}$$

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

$$\text{Si } \sum_k Tij_k^{req-total} \geq CTij \quad \text{y} \quad Tij_k^{req-CF} \neq 0, \text{ entonces}$$

$$P_{ajustada_ij}^{energia_req(k)} = P_{energia_req(k)} * \frac{(CT_{ij} - T_{ij}^{req_pn})}{\sum_k T_{ij_k}^{req_CF}}$$

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

$$\sum_{ij \in MT_r} \sum_k T_{ij_k}^{req_total} \geq CT_{MT_r} \quad y \quad \sum_{ij \in MT_r} T_{ij_k}^{req_CF} \neq 0$$

$$P_{ajustada_MTr}^{energia_req(k)} = P_{energia_req(k)} * \frac{\left(CT_{MTr} - \sum_{ij \in MTr} T_{ij_k}^{req_pn} \right)}{\sum_{ij \in MTr} \sum_k T_{ij_k}^{req_CF}}$$

Para este caso, las cantidades de energía declaradas de inyección y de retiro del CF, deberán ser reducidas al valor que resulte la $P_{ajustada_energia_req(k)}$ de cada CF.

Cálculo de la reducción de los CF

$$P_{ajustada_energia_req(k)} = \min \left\{ P_{ajustada_ij}^{energia_req(k)}, P_{ajustada_MTr}^{energia_req(k)} \right\}_{\forall ij, MTr} - \varepsilon$$

donde:

$P_{energia_req(k)}$	Energía requerida por la parte compradora del CFk
P_{pre_nac}	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
$T_{ij_k}^{req_CF}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por el CF k;
$T_{ij}^{req_pn}$	Capacidad de transmisión en la línea ij requerida por las transacciones del predespacho nacional;
$T_{ij_k}^{req_total}$	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.
$P_{ajustada_ij}^{energia_req(k)}$	Energía requerida ajustada para la parte compradora del CF k debido a la restricción en la línea ij

CT_{MTr}	Capacidad de Transmision del grupo de lineas "MTr"
$\sum_{ij \in MT_r} \sum_k Tij_k^{req_CF}$	Capacidad de transmisión total en el grupo de lineas "MTr" requerida por todos los CF
$\sum_{ij \in MT_r} Tij^{req_pn}$	Capacidad de transmisión total en el grupo de lineas "MTr" requerida por las transacciones nacionales
$\sum_{ij \in MT_r} \sum_k Tij_k^{req_total}$	Capacidad de transmisión total en el grupo de lineas "MTr" requerida por las transacciones nacionales y por los CF.
ϵ	Valor pequeño para evitar inconvenientes numericos.
$P_{energia_req(k)}^{ajustada}$	Energía requerida ajustada para la parte compradora del CFk

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 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 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 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.
- 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:
 - a) Se permitirá únicamente la compra de DT;
 - 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;
 - c) 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.
- 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.

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.

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 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.
- 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, 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.

8.6 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 “S” “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 anual 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 sean mayores al valor promedio mensual más la desviación estándar y sean menores que el valor promedio mensual menos la desviación estándar, para cada nodo y para cada mes

- 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:

$$\text{Precio_M\u00ednimo_de_la_oferta_de_Precio_del_DT} = \frac{[(MWr)(PNr) - (MWi)(PNI)]}{NPer}, \text{ para todo } [(MWr)(PNr) - (MWi)(PNI)] > 0$$

$$\text{Precio_M\u00ednimo_de_la_oferta_de_Precio_del_DT} = 0, \\ \text{Si } [(MWr)(PNr) - (MWi)(PNI)] \leq 0$$

Donde:

Precio_M\u00ednimo_de_la_oferta_de_Precio_del_DT = Precio M\u00ednimo aceptable de ofertas en US\$ aplicable a una compra de DT con nodo de inyecci\u00f3n “i” y nodo de retiro “r”.

MWi= Potencia de Inyecci\u00f3n

MWr= Potencia de Retiro

MWi=MWr

PNr= Precio nodal proyectado para el per\u00edodo 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 per\u00edodo de validez del DT correspondiente al nodo de inyecci\u00f3n “i” en US\$/MWh, calculados y publicados por el EOR.

NPer = N\u00famero de horas del per\u00edodo de validez del DT.

El valor del Precio M\u00ednimo aceptable de ofertas ser\u00e1 la sumatoria de todos los valores mensuales calculados con la f\u00f3rmula anterior y comprendido en el per\u00edodo correspondiente.

Para evitar errores num\u00e9ricos, en los casos que la oferta de un DT sea cero se modelar\u00e1 con un valor inferior a 1x10E-3, que ser\u00e1 definido por el EOR y se asignar\u00e1 a una constante en el mecanismo de asignaci\u00f3n de los DT.

- 8.6.3 Semestralmente el EOR y la CRIE revisar\u00e1n la metodolog\u00eda de c\u00e1lculo de los Precios M\u00ednimos aceptables para las ofertas de compra de DT.

8.7 Conciliaci\u00f3n de los Derechos de Transmisi\u00f3n

- 8.7.1 El EOR publicar\u00e1 en su sitio web la conciliaci\u00f3n de cada asignaci\u00f3n de DT, el siguiente d\u00eda h\u00e1bil posterior a la adjudicaci\u00f3n de los DT, conforme lo establecido en el numeral 8.4.8 de este cap\u00edtulo. En base a la conciliaci\u00f3n se emitir\u00e1n 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.

- 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.

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

$$R_{DF,mes} = 0; \quad \text{Si } (MWER_{CF,h} - MWRR_{CF,h}) = MWER_{CF,h} \quad \text{o} \quad MWER_{CF,h} = 0$$

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.

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).

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 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.

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 anticipación a cada subasta.

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 leerá así:

FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROGRAMA DE SELECCIÓN DE SOLICITUDES (PSS)
PARA EL PROCESO DE ASIGNACIÓN DE DT

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.

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

[.] j_{ie} : 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. $0 \leq \psi_k \leq 1$

$VITX_k$: 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 $VITX_{kx}$.

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 $VITO_j$ 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 $VITOX_{jx}$.

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. $T_k = VIT_k - VRT_k$

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. $TO_j = VIT_{O_j} - VRT_{O_j}$ VIT_{O_j} : Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j

VRT_{O_j} : Vector de Retiros asociado al vector TO_j

$VIT_{O_{jx}}$: Componente fila "x" del Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j

$VRT_{O_{jx}}$: 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. $TV_q = VITV_q - VRTV_q$

$VITV_{qx}$: 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 existente "q", donde es denominado $VITV_{qx}$.

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. $TOV_l = VIT_{O_l} - VRT_{O_l}$

$VIT_{O_{lx}}$: 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 existente "l", donde es denominado $VIT_{O_{lx}}$.

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

VITEXo: pérdidas aceptadas para el vector VITEo, 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_{xv}: pérdidas aceptadas para el vector VITOE_v, 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. $TE = \sum_{o=1}^{NTE} TE_o$

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 TVO_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” → “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” → “y” y “y” → “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_{xy} ($x \rightarrow y$), 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_{we} , 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:

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

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

$$FM_e^+ \geq 0$$

$$FM_e^- \geq 0$$

Donde:

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

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

$$b_e = \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix}$$

hay que restarle los flujos de los Derechos Firmes existentes:

$$\begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \\ bfd_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} bu_e \\ bl_e \\ bd_e \end{bmatrix} - \left[\max(0, \left(\begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \\ D \end{bmatrix} [TE] \right)_i \right) \right]_{L \times 1}$$

$$bf_e = b_e - \left[\max(0, [HM_e TE]_i \right) \right]_{L \times 1}$$

Por lo tanto:

$$HM_e I_e \leq b_e - \left[\max(o, [HM_e TE]_i) \right]_{L \times 1}$$

$$HM_e I_e \leq bf_e$$

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_e), 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 "l" (con flujos desde el nodo "x" hasta el nodo "y"), cuando circula por la misma una potencia F_l , se estimarán como:

$$PL_l = r * F_l^2 \quad (0)$$

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

$$F_l = \sum_{s=1}^{NS} F_{ls}$$

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

Las pérdidas se representan como:

$$PL_l \approx \sum_{s=1}^{NS} r * (s - 0.5) * FS * F_{ls} \approx \sum_{s=1}^{NS} cp_{ls} * F_{ls} \quad (2)$$

donde

$$cp_{ls} = r * (s - 0.5) * FS$$

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:

$$perdidas_e = \sum_{l=1}^{NL} PL_{ls}$$

donde PL_{ls} 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:

$$perdidas_{xe} = \sum_{l \in \Gamma_x} \frac{PL_{le}}{2}$$

Los valores de pérdidas asignadas a cada nodo “x”, $perdidas_{xe}$ 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

$$\begin{aligned} \sum_k \max(0, [HM_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [HM_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfe \\ \sum_k \max \left(0, \left[\begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \alpha_k T_k \right]_i \right) - \sum_q \max \left(0, \left[\begin{bmatrix} H_e \\ -H_e \end{bmatrix} \delta_q TV_q \right]_i \right) &\leq \begin{bmatrix} bfu_e \\ bfl_e \end{bmatrix} \forall e \\ \sum_k \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfu_e \\ \sum_k \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_i) - \sum_q \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_i) &\leq bfl_e \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [H_e \delta_q TV_q]_j) &\leq bfMTu_e \\ \sum_j \sum_k^{MT} \max(0, [-H_e \alpha_k T_k]_j) - \sum_j \sum_q^{MT} \max(0, [-H_e \delta_q TV_q]_j) &\leq bfMTl_e \end{aligned}$$

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

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

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)

$$\begin{aligned} F_e = F_e^+ - F_e^- = H_e & \left(\sum_k \alpha_k T_k + \sum_j \alpha_j TO_j \right. \\ & - \sum_q \delta_q TV_q - \sum_l \delta_l TOV_l + TE + TOE + \sum_k \psi_k VITX_k + \sum_j \psi_j VITOX_j \\ & \left. + \sum_q (-\delta_q) VITVX_q + \sum_l (-\delta_l) VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEEX_y - PLT_0 \right) \end{aligned} \quad (5)$$

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

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

(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

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

(Suficiencia financiera)

Límites de variables de estado

$$0 \leq \alpha_k \leq 1$$

(9)

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

$$0 \leq \alpha_j \leq 1$$

(10)

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

$$0 \leq \delta_q \leq 1$$

(11)

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

$$0 \leq \delta_l \leq 1$$

(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 (0)-(2) definen la PFS como un problema de programación 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:

$$\alpha_j TO_j = \alpha_j (VIT_j - VRT_j)$$

c) Derecho Firme remanente de la venta

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

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

$$(1 - \delta_\ell) TOV_\ell = (1 - \delta_\ell) (VITOV_\ell - VRTOV_\ell) \text{ si } \delta_\ell < 1$$

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:

- a. No se violan las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP), los flujos máximos en cada vínculo o restricción de la red.
- b. Las potencias firmes inyectadas pueden ser retiradas en los correspondientes nodos.
- c. Las pérdidas de transmisión que surgen de los DF pueden ser suministradas por la parte generadora del contrato.

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.

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.

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:

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

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

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

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

$$\begin{aligned} [PN_{ei}]_{M \times 1} &= [H_{e\ell i}]_{M \times L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L \times 1} \quad \forall \text{nodo } i, \text{ línea } \ell, \text{ estado } e \wedge \beta_{e\ell} > 0 \\ PN &= [PN_i]_{M \times 1} = \sum_e \left([H_{e\ell i}]_{M \times L}^T \times [\beta_{e\ell}]_{L \times 1} \right) \end{aligned} \quad (13)$$

Donde:

PN es un vector columna cuyas componentes son PN_i

Notar que $[\beta_{e\ell}]_{L \times 1}$ es igual a $[\beta_{e\ell}^+ - \beta_{e\ell}^-]_{L \times 1}$

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

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

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:

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

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.

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

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

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

$$CDFFP_\ell = -\delta_\ell \times [PON]_{1 \times M}^T \times [TOV_\ell + VITOVX_\ell]_{M \times 1} \quad (18)$$

Donde:

- PDF_k : pago que deberá realizar el comprador del DF “k”
- $PDFFP_j$: pago que deberá realizar el comprador del DFPP “j”
- CDF_q : pago que percibirá el vendedor del DF “q”
- $CDFFP_\ell$: pago que percibirá el vendedor del DFPP “l”

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:

$$IVDT_Asig_M = \sum_k PDF_{k,M} + \sum_j PDFFP_{j,M} - \sum_q CDF_{q,M} - \sum_\ell CDFFP_{\ell,M}$$

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 cálculos de los Cargos Variables de Transmisión Neto (CVT Neto), que se definen en esta sección, 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.

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 DT

D9.1.1 El objeto de este título es establecer la metodología que usará el EOR para determinar que parte del CVT_L 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:

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

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_L^{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 H_e 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:

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

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:

$$F_\ell^{DT} = \sum_k H_{e_\ell} T A_k$$

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 formulas se pueden simplificar:

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

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

SI $|F_L^{DT}| = 0 \vee \sum |CVT_L^{MER}| > 0$, entonces:

$$CVT_L^{DT} = 0$$

Donde:

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

- Un DF, el valore 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.
- Un DFPP, el valore 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 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

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

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

Si no es cero entonces sea

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

$$CVT_{\ell}^{Neto} = CVT_{\ell}^{Neto} - \delta * \frac{CVT_{\ell}^{Neto}}{\sum_{\ell} CVT_{\ell}^{Neto}}$$

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 cálculos de los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT_Asig), que se definen en esta sección, 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.

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 participen en el flujo de los Derechos de Transmisión, de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Ecuación de asignación horaria

$$IVDT_Asig_H = \frac{IVDT_Asig_M}{Horas_mes}$$

Se define considerando las horas del mes en las cuales

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

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

$$IVDT_Asig_{L,H} = 0; SI |F_L^{DT}| = 0 \vee \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

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

$$\text{Si } \sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} \neq 0 \quad \text{entonces,}$$

$$IVDT_Asig_{L,M} = IVDT_Asig_{L,M} - \delta * \frac{IVDT_Asig_{L,M}}{\sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M}}$$

$$\text{Si } \sum_{L=1}^{nL} IVDT_Asig_{L,M} = 0 \quad \text{entonces,}$$

$$IVDT_Asig_{L,M} = \sum_{H=1}^{nH} \left((IVDT_Asig_H) * \frac{|CVT_L^{MER}|}{\sum |CVT_L^{MER}|} \right) \quad \text{si } \sum |CVT_L^{MER}| > 0$$

Para efectos de calcular el Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT_ Asig_{L,H}), 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,H} 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:

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

Estación de Verano: Comprende los meses asociados a la época seca del año

Estación de Invierno: Comprende los meses asociados a la época lluviosa del año

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 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.

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 realice al último estudio de seguridad operativa semestral vigente.

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:

ExpA = Capacidad de Exportación del área de control “A”

ImpB = Capacidad de Importación del área de control “B”

PorA = Capacidad de Porteo del área de control “A”

PorB = 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 (ExpA) y capacidad de porteo (PorA) 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 (ImpB) y capacidad de porteo (PorB) 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:

$$COT_{MAX}_{NS} = \text{Min} [\text{Max} (\text{ExpA} , \text{PorA}) , \text{Max} (\text{ImpB} , \text{PorB})]$$

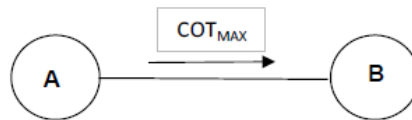


Figura 2.- Capacidad operativa de transmisión resultante para demanda máxima en dirección Norte - Sur.

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:

$$COT_{DT} = \text{Min} [COT_{MAX} , COT_{MED} , COT_{MIN}]$$

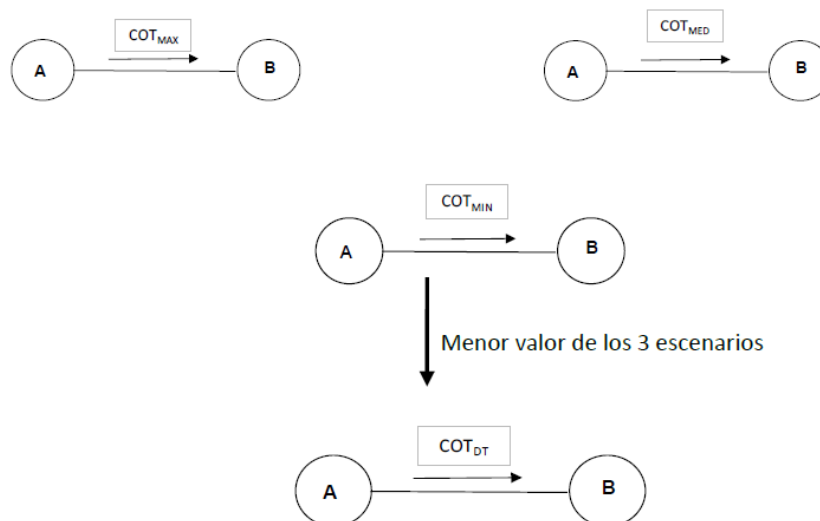


Figura 3.- Capacidad operativa de transmisión resultante para asignación de DT en dirección Norte – Sur

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, 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 totales de exportación e importación por área de control (capacidad de transferencia norte más capacidad de transferencia sur), vigentes al momento de la publicación de las COTDT;
- 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 "S" denominado "MÉTODO DE MEDIAS MÓVILES", el cual leerá así:

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.

Coeficiente 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 períodos, se tienen k períodos 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:

$$R_j = \frac{\sum_{i=1}^k P_{ij}}{\sum_{i=1}^k SP_i} \quad (1)$$

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 períodos 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 período a período 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 (SD_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 "S"-----

14. DISPOSICIÓN DEROGATORIA. Se derogan las siguientes disposiciones regulatorias:

- a) Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, establecida en la resolución CRIE-46-2015 y sus modificaciones. Asimismo, se derogan los resuelve Cuarto, Quinto y Sexto de la resolución CRIE-46-2015.
- b) Resuelve Cuarto de la Resolución CRIE-30-2017
- c) Resuelve Segundo de la Resolución CRIE-37-2017

A4 – Disposiciones Transitorias

1. Establecer que las propuestas contenidas en el apartado A1 *“Modificaciones relacionadas con el AOM de la Línea SIEPAC y la Rentabilidad Regulada de la EPR”* del presente anexo, entrarán en vigencia a partir de la aprobación de las mismas por parte de la CRIE, no obstante lo anterior cualquier trámite o gestión relacionado con el IAR 2020 se regirá por las normas vigentes al momento de la aprobación de éste.
2. Establecer que las propuestas contenidas en el apartado A2 *“Modificaciones relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión”* del presente anexo, entrarán en vigencia a los nueve (9) meses calendario posteriores a la aprobación de las mismas por parte de la CRIE, una vez entren en vigencia dichas disposiciones se aplicará lo siguiente:
 - a) El Factor Económico (FE), indicado en el numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER, establecido en el apartado A2 *“Modificaciones relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión”* del presente anexo, en un valor igual a cero punto doce (0.12), el cual se mantendrá en dicho valor hasta que la CRIE resuelva lo contrario.
 - b) El Factor de Gradualidad (FG) indicado en el numeral 9.3.3.4 del Libro III del RMER establecido en el apartado A2 *“Modificaciones relacionadas con los Cargos Regionales de Transmisión”* del presente anexo, en un valor igual a cero punto dos (0.2) durante el primer año de ampliación, posteriormente en un valor igual a cero punto sesenta (0.6) durante el segundo año de aplicación y finalmente en un valor de uno (1) posterior a la finalización del segundo año de aplicación.
 - c) El cargo de Compensación Horario 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).
3. Establecer que las propuestas contenidas en el apartado A3 *“Modificaciones relacionadas con la Energía Firme, Derechos Firmes y Contratos Firmes de Corto Plazo”* del presente anexo, entrarán en vigencia los dos (2) meses calendario posteriores a la aprobación de las mismas por parte de la CRIE.