REGLAMENTO DEL
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL
-RMER-

Este documento es una actualización que contiene reformas efectuadas al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional –RMER-, a través de las siguientes resoluciones: (versión actualizada al 1 de marzo de 2019).

CRIE-02-2009, CRIE-NP-01-2010, CRIE-NP-01-2011, CRIE-02-2011, CRIE-06-2011, CRIE-08-2011, CRIE-P-12-2012, CRIE-NP-19-2012, CRIE-P-19-2013, CRIE-28-2013, CRIE-P-13-2014, CRIE-P-15-2014, CRIE-26-2016, CRIE-67-2016, CRIE-02-2017, CRIE-06-2017, CRIE-12-2017, CRIE-17-2017, CRIE-34-2017, CRIE-41-2017, CRIE-51-2017, CRIE-01-2018, CRIE-05-2018, CRIE-29-2018, CRIE-32-2018, CRIE-33-2018, CRIE-95-2018, CRIE-100-2018, CRIE-103-2018, CRIE-109-2018, CRIE-05-2019, CRIE-15-2019.

Cualquier observación o comentario a esta versión del RMER puede hacerse al correo electrónico crie@crie.org.gt

INDICE

RESOLUCIÓN No. 09-2005……1

LIBRO I
DE LOS ASPECTOS GENERALES

Glosario……..4

Definiciones…….....4
Nomenclatura……..….21

1.Introducción…….22

1.1 Alcance del Capítulo I……..……..22
1.2 Antecedentes y Validez ……..…….. 22
1.3 Objetivos del MER ……..……..23
1.4 Aspectos Generales del MER ……..……..23
1.5 Estructura del MER…….……...27
1.6 Propósito del RMER …….....34
1.7 Interpretación del RMER……..…….....…….35
1.8 Administración del RMER……..…...37

2.Información del MER ……..43

2.1 Alcance del Capítulo 2……...43
2.2 Manejo de la Información en el MER……43
2.3 Informes de los Organismos Regionales……47
2.4 Base de Datos Regional……..48

3. Agentes del MER……49

3.1 Alcande del Capítulo 3 ……..49
3.2 Agentes del Mercado…….……49
3.3 Derechos y Obligaciones de los Agentes……...50
3.4 Requisitos para realizar transacciones en el MER……51
3.5 Requisitos Técnicos …….……53
3.6 Requisitos para dejar de realizar transacciones en el MER……..…….....53
3.7 Retiro definitivo de Agentes……...54
3.8 Suspensión de Agentes…….……..55
3.9 Registro de Agentes……55

3.10 Cargos del Mercado…….56

LIBRO II
DE LA OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL

1.Operación Comercial del *MER*……...59

1.1 Alcance del Capítulo 1 ……..59
1.2 Organización General…….59
1.3 Mercado de Contratos Regional……..60
1.4 Mercado de Oportunidad Regional…….69
1.5 Sistema de Precios Nodales…….....72
1.6 Servicios Auxiliares…….....73
1.7 Servicios de Transmisión Regional…….73
1.8 Otros Servicios…….73
1.9 Garantías de Pago…….74
1.10 Base de Datos Comercial…….....76

2. Conciliación, Facturación y Liquidación……76

2.1 Alcance del Capítulo 2…….76
2.2 El Sistema de Medición Comercial Regional……..76
2.3 Posdespacho…….78
2.4 Conciliación de las Transacciones y Cargos de la CRIE y el EOR…….79
2.5 Plazos e información del Predespacho, Posdespacho y la Conciliación……..82
2.6 Documento de Transacciones Económicas Regionales……...84
2.7 Facturación……...85
2.8 Revisión de las Conciliaciones y Errores de facturación en el MER……...86
2.9 Liquidación del MER…….....87
2.10 Garantías de Pago…….....90

3. Operación Técnica del MER……91

3.1 Alcance del Capítulo 3……..91
3.2 Operación Jerárquica del MER…….92
3.3 Base de Datos Regional Comercial y Operativa……...94
3.4 Telecomunicaciones, Intercambio de Información y Supervisión Operativa…...…97
3.5 Auditorías del EOR……...99

4. Planeamiento de la Operación…….98

4.1 Alcance del Capítulo 4…….100
4.2 Seguridad Operativa…….100
4.3 Planeamiento Operativo de Mediano Plazo……...……..101
4.4 Criterios……101
4.5 Programas de Simulación…….....101
4.6 Información……102

4.7 Publicación de Resultados……..….103
4.8 Informe de Resultados……103

5. Predespacho Regional y Desviaciones……103

5.1 Alcance del Capítulo 5…….103
5.2 Ofertas de Oportunidad y Compromisos Contractuales……...104
5.3 Ofertas de Inyección de Oportunidad……..…….105
5.4 Ofertas de Retiro de Oportunidad……..……...105
5.5 Ofertas de Flexibilidad y de Pago máximo por CVT asociados a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles…….106
5.6 Información de Compromisos Contractuales……...106
5.7 Ofertas de Servicios Auxiliares……107
5.8 Invalidez de Ofertas y de Compromisos Contractuales……...107
5.9 Modelo de Optimización del Presdespacho……108
5.10 Cálculo de Precios Nodales ExAnte……...….....108
5.11 Cronograma y Coordinación del Predespacho……...108
5.12 Nivel Nacional: los OS/OMS…….109
5.13 Nivel Regional: el EOR …….111
5.14 Evaluación de Seguridad Operativa del Predespacho……114
5.15 Validación de Garantías del Predespacho……..115
5.16 Publicación del Predespacho……..115
5.17 Desviaciones de las Transacciones Programadas y Operación en tiempo real…..115

ANEXOS LIBRO II

Anexo 1 Sistema de Medición Comercial Regional……..…….123
Anexo 2 Requisitos de Supervisión y Comunicaciones……..……143
Anexo 3 Predespacho y Posdepacho Regional ……..…….....147
Anexo 4 Conciliación de Transacciones…….……166
Anexo 5 Clasificación de desviaciones de energía…….178

LIBRO III
DE LA TRANSMISIÓN

1. Libro III-De la Transmisión……...188

1.1 Objeto del LibroIII……..…188

2. La Red de Transmisión Regional……...188

2.1 Instalaciones que conforman la RTR……...…188
2.2 Método de Identificación de las Instalaciones de la RTR……....189

3. Obligaciones y Derechos con relación al Servicio de Transmisión….190

3.1 Obligaciones de los Agentes Transmisores……..…...190
3.2 Derechos de los Agentes Transmisores…….…..191
3.3 Obligaciones de los Agentes que no prestan el Servicio de Transmisión……..…192
3.4 Derechos de los Agentes que no prestan el Servicio de Transmisión……..…...192

4. Coordinación del Libre Acceso……..193

4.1 Criterios Generales…….…..193
4.2 Capacidad de las Instalaciones de la RTR……...193
4.3 Acceso a la RTR de Agentes que inyectan energía…….…….193
4.4 Acceso a la RTR de Agentes que retiran energía…….……193
4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR…….…… 194
4.6 Contrato de Autorización de Conexión…….….. 197
4.7 Procedimiento para el Tramite de Solicitudes de Conexión a la RTR ……197
4.8 Procedimiento de Acceso a la RTR ……198
4.9 Responsabilidades del Ente Operador Regional ……..203
4.10 Responsalidades de los Reguladores Nacionales, OS/OM, Agentes Transmisores o Entidades Competentes ……..203
4.11Pasos Finales – Etapa de Diseño Técnico de Detalle y Puesta en Servicio de las Instalaciones ……...204
4.12 Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional …….…… 207
4.13 Requerimientos Especificos de Conexión a la Línea SIEPAC…….…… 214

5. Coordinación Técnica y Operativa de la RTR……218

5.1 Requerimiento de Información y Base de Datos Regional Operativa……..…218
5.2 Estudios de Seguridad Operativa……..221
5.3 Criterios para la Operación en Tiempo Real……...225
5.4 Plan de Operación ante Contingencias…….…227
5.5 Reportes de Eventos, Informes de Indisponibilidad de la RTR y Operativos del SER ……...227
5.6 Inspecciones, Ensayos y Auditorías…….233
5.7 Programación de Mantenimiento y Entrada de Operación Nuevas Instalaciones de la RTR…….....236

6. Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión……240

6.1 Características del Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión…….....240
6.2 Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión……..…...240
6.3Compesaciones por Indisponibilidad……..…….241
6.4 Régimen de Compensaciones……..…….....242
6.5 Aplicación Progresiva del Régimen de Calidad del Servicio……..…….245

7. Servicios Auxiliares ……245

7.1 Generalidades……..……245
7.2 Requisitos Técnicos……245

8. Derechos de Transmisión……250
8.1 Derechos de Transmisión en la RTR……250
8.2 Organización de las Subastas de Derechos de Transmisión…….251
8.3 Desarrollo de las Subastas de Derechos de Transmisión…….253
8.4 Forma de Pago…….254
8.5 Pago de Agentes Transmisores……....255
8.6 Prueba de Factibilidad Simultánea……...255
8.7 Cambios en la RTR…….....256
8.8 Cálculo de la Renta de Congestión ……..……...256
8.9 Cálculo y Liquidación de los Derechos de Transmisión……..257
8.10 Proyecciones del Precio de los Derechos de Transmisión……..……...257
8.11 Reducción de Contratos Firmes y sus Derechos Firmes Asociados……..…….257
8.12 Control de Poder de Mercado…….258

9. Régimen Tarifario de la RTR……258

9.1 Criterios Generales……. 258
9.2 Ingresos Autorizados Regionales a los Agentes Transmisores…… 258
9.3 Cargos Regionales de Transmisión…….261
9.4 Método de Reasignación del Cargo por Peaje y del Cargo Complementario…….265

10. Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR)……..265

10.1 Criterios Generales……..265
10.2 Alcance de la Planificación de Largo Plazo……266
10.3 Alcance el Diagnóstico de Mediano Plazo……..267
10.4 Conceptos a Considerar en la Planificación……268
10.5 Planificación Regional…….268
10.6 Procedimiento y Metodología para la Planificación……269
10.7 Proyección de la Demanda……..271
10.8 Costo de la Energía no Suministrada……...271
10.9 Modelos para la Planificación……..272
10.10 Coordinación con las Ampliaciones de los Sistemas Nacionales……..272

11. Ampliaciones de la RTR……272

11.1 Generalidades…… 272
11.2 Aprobación de Ampliaciones Planificadas…… 273
11.3 Aprobación de Ampliaciones a Riesgo……. 274

11.4 Ejecución de las Ampliaciones de Transmisión…… 277

12. Sistema de Liquidación…….280

12.1 Cuentas de Compensación……280
12.2 Conciliación, Facuración y Liquidación del Servicio de Transmisión…….……280

13. Diseño de Ampliaciones…….282

13.1 Requerimientos…… 282

14. Uso de Espacios Públicos y Privados para las Instalaciones de Transmisión…….282

14.1 Requerimientos…….282

15. Consideraciones Ambientales……..283

15.1 Áreas Protegidas……..283
15.2 Criterios……...283
15.3 Condiciones…….283
15.4 Requerimientos……284

16. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para el Diseño de las Instalaciones de la RTR y la Operación del SER……284

16.1 Criterios para el Diseño de las Instalaciones que forman parte de la RTR……..284
16.2 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del Sistema Eléctrico Regional…287

17. Estudios para las Ampliaciones a Riesgo de la RTR……292

17.1 Objetivos…… 292
17.2 Contenido de los Estudios……... 292
17.3 Etapa 1- Estudios Eléctricos del Acceso a la RTR……..293
17.4 Etapa 2- Diseño Técnico de Detalle…… 294
17.5 Etapa 3- Ajustes Previos a la Puesta en Servicio……... 294
17.6 Escenarios……... 294
17.7 Alcance de los Estudios Eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR…. 294

18. Alcance de los Estudios Eléctricos…….. 297

18.1 Alcance de los Estudios…….. 297
18.2 Representación del Sistema…….300

ANEXOS LIBRO III

Anexo A - Metodología de definición de la RTR……...303
Anexo B- Contrato de Conexión……..…….. 307
Anexo C- Reporte de eventos en el Sistema Eléctrico Regional……309
Anexo D-Formulación Matemática del proceso de subasta y asignación de DT……313
Anexo E-Cálculo del cargo por peaje y cargo complementario…….…….328
Anexo F- Asignación de los Cargos por Peaje y Cargo Complementario y el Método de participaciones medias…….……....332
Anexo G- Sistema de planificación de la transmisión y generación regional…..……...338
Anexo H- Criterios de calidad, seguridad y desempeño para la operación del sistema eléctrico regional…….. 341
Anexo I- Línea SIEPAC…… 345
Anexo J- Metodología para el cálculo de la Tasa de Descuento…….…… 352
Anexo K- Procedimiento para el trámite de Solicitudes de Conexión a la RTR y del SIEPAC..……..…….…. 360
Anexo L – Metodología de Cálculo del Costo de la Energía no Suministrada…..…… 364
Anexo M – Metodología para el Cálculo del Excedente al Consumidor……. 378
Anexo N- Constitución, actualizacion, uso y restitución del Fondo de Contingencia para cubrir el componente de líneas de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central……..…389

LIBRO IV
DE LAS CONTROVERSIAS

1. Solución de Controversias…….398

1.1 Alcance del Capítulo 1……398
1.2 Cumplimiento de la Regulación Regional…….398
1.3 Régimen de Sanciones……398
1.4 Infracciones y Sanciones……...…….398
1.5 Prácticas Anticompetitivas y Vigilancia del MER……...……...…..398
1.6 Catálogo de Infracciones y Sanciones……...…….399
1.7 Solución de Controversias……...……...403
1.8 Recurso de Reconsideración……...404
1.9 Procedimiento de Conciliación…...……...…….407
1.10Procedimiento de Arbitraje…….…...412
1.11Recurso de Reposición ……417

2. Supervisión y Vigilancia del MER……420

2.1 Alcance del Capítulo 2……...…… 420

2.2 Vigilancia del Mercado……...……... 420
2.3 Grupo de Vigilancia del Mercado……...……421
2.4 Investigaciones……..…… 422
2.5 Divulgación de Información……..…… 423
2.6 Atribuciones de la CRIE……...…….. 424
2.7 Otras Disposiciones…….…… 426
2.8 Información y Criterios para la Vigilancia del Mercado…….…… 426

LIBRO V
DISPOSICIONES TRANSITORIAS

1. Aspectos Transitorios Relacionados con el Libro I del RMER.. 434

1.1 Programa de Aplicación Gradual……434

2. Aspectos Transitorios Relacionados con el Libro II del RMER.. 434

2.1 Ingreso Autorizado a los Agentes Transmisores……434
2.2 Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (STPR)…..434
2.3 Costo de la Energía no Suministrada…….....434
2.4 Organización de las Subastas de Derechos de Transmisión…….....435
2.5 Responsabilidades Adicionales del EOR……...435
2.6 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño…….....435
2.7 Objetivos de Calidad de Servicio……..435

RESOLUCIÓN No- CRIE 09-2005

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

CONSIDERANDO

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, establece en su artículo 19 que: "La CRIE es el ente regulador del Mercado Regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a las Partes (…)".

CONSIDERANDO

Que el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo 23 establece "Las facultades de la CRIE son, entre otras: a) Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. b) (…) c) Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual, hacia estados más competitivos. d) (…) e) Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales (…)".

CONSIDERANDO

Que en el período comprendido del mes de septiembre de año dos mil cuatro al mes de diciembre del año dos mil cinco se han realizado reuniones de trabajo, para el análisis y revisión del proyecto de reglamento que regulará el Mercado Eléctrico Regional a partir de la puesta en operación de la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

CONSIDERANDO

Que en el período antes relacionado, fue conformado un grupo de trabajo integrado por la Unidad Ejecutora del proyecto de la línea de trasmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), el Ente Operador Regional, los Operadores de Sistema y Mercado, empresas transmisoras y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica; entidades estas que aportaron sus mejores técnicos, su mayor esfuerzo y recursos para la revisión y definición de la versión final del proyecto de Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, cumpliendo así cada una de estas obligaciones legales y más allá de ellas, por lo que ha de servir la emisión del presente Reglamento como un tributo a su dedicación, esfuerzo y labor.

CONSIDERANDO

Que la aprobación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), y sus anexos; es facultad que conforme al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, corresponde a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE,

CONSIDERANDO

Que el Mercado Eléctrico Regional debe evolucionar para alcanzar una posición amplia, abierta y competitiva, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, ha definido el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y sus anexos, para regular el que hacer del Mercado Eléctrico Regional de los Países de América Central.

POR TANTO

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica –CRIE, en uso de las facultades conferidas por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en los artículo 22, 23 incisos a, d y e.

RESUELVE:

Aprobar el

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

-RMER-

En la forma que a continuación se detalla:

Libro I
De los aspectos generales

Glosario

Definiciones

[1]Acceso libre o Libre Acceso
Régimen bajo el cual la empresa responsable de la operación de la red de transmisión o de distribución, permite el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de la de distribución, a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la regulación regional, de las normas de operación que rijan el servicio, así como el pago de las retribuciones económicas que correspondan.

[2]ACE crudo
Corresponde a los datos del Error de Control de Área (ACE) no filtrados.

Agentes del mercado, Agentes del MER o Agentes
Son las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores habilitados para participar en el *MER.*

Agente Transmisor
Se refiere en forma genérica a los propietarios de instalaciones de transmisión pertenecientes a la *RTR.*

[3]Ampliación
Todo equipamiento o instalación que se adiciona al primer sistema de transmisión regional establecido conforme el Anexo I del Libro III del RMER y resoluciones de la CRIE, incluido el segundo circuito según el detalle establecido en el inciso a) del numeral I2.1, del Anexo I del Libro III del RMER.

Área de Control
Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y demandas que son controladas desde un mismo C*entro de Control*.

Arranque en Negro
La capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa.

Base de Datos Regional
Base de datos que contiene toda la información relacionada con las instalaciones del *SER*, el planeamiento, operación y administración del *MER*, estructurada según un Modelo Integrado de Datos.

Beneficio Social
Es la suma del excedente del consumidor y el excedente del productor.

---

[1] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[2] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[3] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

[4]Bias de frecuencia(βi)

Valor en megawatts por cada decihertz (MW/0.1Hz) que representa la respuesta a las desviaciones de frecuencia del área de control "i".

Calidad
Característica del servicio de la energía eléctrica referida a su disponibilidad y al cumplimiento de requisitos técnicos de voltaje y frecuencia.

Canon (de una ampliación de la RTR)
Es el Ingreso Autorizado que recibe un *Agente transmisor* al que se le ha adjudicado una licitación de una Ampliación Planificada, de una Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional de la *RTR*, que haya sido autorizada por la *CRIE*.

Canon Máximo Aceptable (asociado a una ampliación de la RTR)
Es el máximo valor aceptable para cualquier Canon ofertado en una licitación para una Ampliación de la *RTR*. El Canon Máximo Aceptable es fijado para cada licitación por la *CRIE*.

Capacidad Técnica de Transmisión
Es el máximo valor de potencia que puede ser transmitido por una determinada línea de transmisión o vínculo de la *RTR*, de acuerdo al diseño del elemento.

Capacidad Operativa de Transmisión
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*.

Capacidad Térmica Permanente de una Línea de Transmisión
Máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por una línea permanentemente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar).

Capacidad Térmica Temporal de una línea de transmisión
Es la máxima corriente (o potencia aparente) que se puede transmitir por una línea temporalmente, sin que se sobrepase la máxima temperatura permitida en el conductor (para condiciones predefinidas de velocidad del viento, temperatura ambiente y radiación solar).

Cargo Complementario de Transmisión
Es la parte de los Ingresos Autorizados Regionales que no se recolectan como Peajes, *Cargos Variables de Transmisión* o venta de *Derechos de Transmisión.*

Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional
Cargos a pagar por los *Agentes*, excepto los transmisores, de acuerdo a lo establecido en el Régimen Tarifario, por el uso de la *RTR*. Tiene como componentes el cargo por *Peaje* y el *Cargo Complementario de Transmisión*.

[4] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

Cargos Variables de Transmisión
Es la diferencia entre los pagos por la energía retirada en cada nodo de la *Red de Transmisión Regional*, valorizada al respectivo precio nodal, menos los pagos por la energía inyectada en los nodos de la *RTR*, valorizada al respectivo precio nodal. Se pueden calcular también como la sumatoria de los montos resultantes de la energía saliente de la instalación valorizada al precio en el respectivo nodo, menos la energía entrante a la instalación valorizada al precio en el nodo respectivo.

Cargo por Servicio de Operación del Sistema
Son los cargos pagados al EOR por los *agentes* del *MER*, para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos.

Cargo por Servicio de Regulación del MER
Son los cargos pagados a la CRIE por los agentes del *MER*, para cumplir con las funciones establecidas en el Tratado Marco, Protocolos y Reglamentos.

Compensación Horaria de una Instalación
La Compensación horaria de una instalación será igual a su Costo Estándar Anual dividido por el número de horas al año (8760 horas).

Conexión a la Red de Transmisión Regional
Es la vinculación eléctrica a la *RTR* de uno o más *Agentes* que cumple con los *Criterios* de *calidad, seguridad y desempeño.*

Centro de Control
Sitio donde se programa, coordina, controla y supervisa la operación de un sistema eléctrico o área de control.

Conciliación
Proceso mediante el cual se calculan los montos correspondientes a las transacciones comerciales en el MER.

[5]Conexión

Vinculación eléctrica entre el sistema de transmisión y sus usuarios, comprende el conjunto de líneas equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, medición, comunicaciones y auxiliares que son necesarios para materializar la vinculación del usuario en uno o varios puntos determinados de la línea SIEPAC.

Confiabilidad
Medida del grado de continuidad con que se presta el servicio de energía eléctrica.

Contingencia
Es una falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico. Una contingencia puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos.

[5] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

[6] ***Contrato de Conexión***
Convenio a suscribirse entre la EPR y el Agente, incluyendo, si fuere el caso, los anexos al mismo.

Contrato Firme
Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora, debe tener asociado Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro.

Contrato No Firme Financiero
Contrato que no da garantía de suministro de la energía contratada a la parte compradora y no afecta el *predespacho* de energía.

Contrato No Firme Físico Flexible
Contrato que conlleva la entrega o recepción de la energía contratada, afecta el *predespacho* de energía, puede tener asociadas ofertas de pago máximo por *Cargos Variables de Transmisión* y ofertas de flexibilidad asociados a la entrega de la energía comprometida en el contrato.

[7] ***Controversia***
Diferencia de cualquier tipo entre EPR y el Agente en relación con la aplicación o como consecuencia de la interpretación del Contrato.

Control Automático de Generación
Control centralizado y automático de las unidades de generación para mantener dentro de rangos específicos la frecuencia del sistema y los intercambios de energía entre *Áreas de Control*.

Costos Eficientes
Son los costos de Operación, Mantenimiento y Administración de una Empresa Eficientemente Operada.

Costo Estándar (de una instalación)
Es el costo de una instalación que resulta de valorizarla con los *Costos Unitarios Estándar*.

Costo Estándar Anual (de una instalación)
Es la suma del Costo Estándar anualizado a una determinada tasa y vida útil, de los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, de otros costos necesarios para el desarrollo de la actividad y del *Valor Esperado por Indisponibilidad*.

Costos de Suministro de Energía en el MER
Son los montos en dólares, resultantes de las transacciones de los productos y servicios que se prestan en el *MER.* Para fines de los estudios de planificación de mediano y largo plazo, los contratos serán valorizados con los precios de la energía resultantes del *predespacho*.

[6] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[7] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

[8] Costo por Supervisión
Es el costo acordado por la EPR con el Agente en el Contrato de Conexión que suscriban, el cual remunera la totalidad de los gastos de EPR asociados a la Supervisión.
En caso de no haber acuerdo sobre dicho costo, el mismo se determinará considerando el 3% del costo de los activos de transmisión de energía necesarios para realizar la conexión a las instalaciones de la Línea SIEPAC, como valor máximo, valorados estos activos al Costo Estándar vigente establecido por la CRIE. Este monto cubrirá la totalidad de los gastos de EPR asociados a la Supervisión, tales como: revisión de la ingeniería, montaje y puesta en servicio, participación en reuniones técnicas y supervisión de la construcción.

Costos Unitarios Estándar
Son costos unitarios de componentes de sistemas de transmisión, que establecerá la CRIE sobre la base de valores resultantes de licitaciones públicas competitivas en los Países Miembros. Los costos unitarios se establecerán al menos para las siguientes instalaciones: (1) líneas de transmisión, en US$/km, diferenciados por nivel de tensión, número de circuitos y características del terreno; (2) campos o bahías de salida de subestaciones, por nivel de tensión y configuración; (3) transformadores, en US$ por MVA instalado, y por niveles de tensión en alta y baja; (4) equipos de compensación reactiva, en US$ por MVAr instalado, tipo de instalación y nivel de tensión.

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el *MER* sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en cada área de control cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

[9]Criterio CPS

Cuenta de Compensación de Faltantes (por Agente Transmisor)
Es una cuenta contable, formada por subcuentas por instalación, que administra el *EOR* en la cual se registra cada mes el saldo a favor de cada *Agente Transmisor* no pagado por falta de fondos.

Cuenta de Compensación de Excedentes (por Agente Transmisor)
Es una cuenta contable, formada por subcuentas por instalación, que administra el *EOR* en la cual se registra cada mes el saldo por excedentes sobre el Ingreso Autorizado Regional.

[10]Dato no válido de los parámetros de ACE o de la frecuencia
Dato que, de conformidad con los requerimientos de calidad de datos de cada sistema SCADA, es considerado como "no confiable", debido a que no representa el comportamiento real de los parámetros de ACE o de la frecuencia del área de control. Un dato de frecuencia no válido, es un valor de frecuencia que no cuenta con resolución de 3 o más decimales, o que su bandera de calidad no está en "1", o en el símbolo equivalente a confiable. Un dato de ACE crudo no válido, es un valor que no cuenta con resolución de 3

[8] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[9] Derogado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[10] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

o más decimales y que alguna de las banderas de calidad de la frecuencia o de las mediciones de potencia en todas sus interconexiones no están en "1", o en el símbolo equivalente a confiable.

Derecho Financiero Punto a Punto
Es un Derecho de Transmisión que asigna a su Titular el derecho a percibir o la obligación de pagar según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la potencia de Retiro, menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro son fijas por el Período de Validez del Derecho Financiero Punto a Punto.

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 *Red de Transmisión Regional* y a retirar potencia en otro nodo de la *RTR* y, (b) el derecho a percibir o la obligación de pagar según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la potencia de Retiro del Derecho Firme menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del *Derecho Firme*. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro son fijas por el Período de Validez del Derecho Firme.

Derechos de Transmisión
Es un documento que asigna a su Titular un derecho de uso o un derecho financiero sobre la *Red de Transmisión Regional* por un determinado período de validez.

[11] Derivación directa
Vinculación directa a la Línea SIEPAC, sin cumplir los criterios de diseño de las instalaciones de dicha línea.

[12]Desviaciones en Tiempo Real
Desviaciones de las transacciones de energía por área de control, determinadas a partir de la diferencia entre el intercambio de energía registrado por el SIMECR, en el día de la operación en tiempo real en cada enlace entre áreas de control y el intercambio de energía programado en el Predespacho regional o Redespacho Regional respectivo.

Día Hábil
Día no festivo, laborable en el país que corresponda a la sede del *EOR*.

[13] Diseño Básico de las Instalaciones
Esquema que contiene la descripción técnica general de las instalaciones y características de equipos que componen el proyecto, que consideran los criterios de diseño establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER.

[14] Diseño Técnico de Detalle
Esquema que contiene las características del equipo a instalar, criterios para el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección, usualmente se refiere también a los planos "como

[11] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[12] Modificado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[13] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[14] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

construido" más relevantes respecto de los componentes eléctricos involucrados en la instalación.

[15]Disturbio Reportable
Es la contingencia que provoca una pérdida o disminución de generación mayor o igual al 80% de la generación desconectada por la contingencia simple que ocasiona la pérdida de generación más severa en un área de control.

Documento de Transacciones Económicas Regionales
Documento que presenta, para cada *período de facturación*, el balance de las transacciones económicas en el *MER* para cada *agente del mercado* u *OS/OM*.

Empresa de Transmisión Regional
Empresa propietaria de activos de la *RTR* en más de un *país miembro*.

Energía Declarada
Energía de los contratos regionales que se informa diariamente, por *período de mercado*, para el *predespacho* regional.

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

Energía Firme Contratada
Energía informada durante el proceso de registro de *Contratos Firmes* en el *MER* conforme al Libro I del *RMER*.

Energía Firme Requerida o Energía Requerida
Parte de la *energía declarada* en un *Contrato Firme* para la cual el comprador requiere su entrega física en el nodo de retiro correspondiente.

Enlace Extraregional
Es la Interconexión eléctrica del *SER* con el sistema eléctrico de un País no Miembro del MER.

[16]Enlace entre Áreas de Control
Es la Interconexión eléctrica entre dos áreas de control del *SER*.

[17]Entidad Competente
Es la responsable de actualizar la Base de Datos del Sistema Eléctrico Nacional de su país con base a información de los Agentes, para que se utilice en los estudios eléctricos del acceso a la RTR y en los estudios de seguridad operativa establecidos en el numeral 5.2 del Libro III, del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional; así como, de enviarla al OS/OM de su país para la revisión y validación correspondiente.

[15] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[16] Adicionado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[17] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

[18]Épsilon 1 (E1)
Valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia (Hz) en promedios de 1 minutos.

[19]Épsilon 10 (E10)
Valor deseado de la desviación estándar de la frecuencia (Hz) en promedios de 10 minutos.

Equipamiento de Conexión
Es un conjunto de elementos que vinculan a la RTR, con una instalación de un Agente.

[20]Error de control de área (ACE, por sus siglas en inglés) crudo
Valor en MW que cuantifica el desbalance entre generación, intercambio neto y demanda de un área de control, y se calcula como la diferencia instantánea, no intencional, entre el valor real y el de referencia programado, del intercambio de potencia de un área de control, teniendo en cuenta el efecto de la desviación de frecuencia (Bias de frecuencia en MW/0.1 Hz)) para esa área de control y la desviación de frecuencia.

Esquemas de Control Suplementario
Es la desconexión automática de carga, generación o elementos de transmisión, que opera como consecuencia de la ocurrencia de contingencias en el SER.

Estado Operativo de Alerta
Es el estado del *SER* en el que se opera dentro de los criterios de calidad, pero se viola uno o más criterios de seguridad. Las variables que definen la calidad del sistema se mantienen dentro de los límites establecidos, sin embargo de no tomarse acciones correctivas inmediatas el sistema puede pasar a estado de emergencia.

Estado Operativo de Emergencia
Es cualquier condición anormal del *SER* que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el *SER,* durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los *criterios de calidad, seguridad y desempeño*, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.

Estado Operativo Normal
Es el estado del SER en que opera dentro de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* definidos en el Libro II del RMER.

[21]Estudios Eléctricos o Técnicos
Análisis de flujos de carga, cortocircuitos, estabilidad transitoria, transitorios electromagnéticos entre otros que son formulados en el Capítulo 16, 17 y 18 del Libro III del RMER.

Excedente del consumidor
Se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no Servida valorizada al respectivo Costo de la Energía no Servida.

[18] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[19] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[20] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[21] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

Excedente del productor
Se calcula como la diferencia entre las cantidades de energía vendidas por los generadores a cada precio por los respectivos precios menos las cantidades ofertadas por los precios a los que se realizan las ofertas de ventas.

[22]***Factor de conformidad (CF1)***
Mide la relación entre el parámetro de control (CP1) y el cuadrado de E1. Esta razón adimensional compara la contribución del parámetro de control (CP1) con el error de frecuencia aceptable del sistema (E1). Un valor de CF1 menor o igual que cero (0) corresponde a un CP1 menor o igual que cero (0), esto indica que no hubo desviación de frecuencia por parte del área de control o que su desviación no tiene el mismo sentido de la desviación de la frecuencia del sistema, por lo que esta área de control está compensando la desviación de frecuencia del sistema interconectado. Un CF1 mayor que cero (0) corresponde a un CP1 mayor que cero (0), lo que indica que el área de control está contribuyendo a la desviación de la frecuencia del sistema interconectado.

Facturación
Proceso mediante el cual se expide a cada *agente* del *MER* u *OS/OM* el documento de cobro por las obligaciones de pago adquiridas en el *MER*.

[23]***Frecuencia***
Es la frecuencia eléctrica, expresada en Hertz (Hz), que cada área de control registra en su SCADA y utiliza en su AGC.

Garantías de Pago
Dinero u otros instrumentos financieros líquidos que se presentan en el *MER* como respaldo de las obligaciones de pago.

[24]***Generador o Generación con Energía Renovable Variable***
Es un Generador o central de generación, que utiliza como fuente energética primaria un recurso natural de característica variable, fluctuante o intermitente en cuanto a la entrega de potencia.

Habilitación
Es el cumplimiento de todos los requisitos para ser reconocido y aceptado como *agente* o participante del Mercado Mayorista en cada uno de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, por lo que una vez reconocidos o aceptados en cada país miembro son *agentes* del Mercado Eléctrico Regional.

[25]***Hueco de tensión***
Es una reducción brusca de la tensión en nodos de un sistema eléctrico, que tiene corta duración y está relacionada a la incidencia de una falla (cortocircuito) en la red eléctrica.

[22] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[23] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[24] Adicionado mediante la Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[25] Adicionado mediante la Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

[26]Indicador CPS1 horario
El indicador del desempeño CPS1 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con el error de frecuencia. Valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación del factor de conformidad (CF1) en periodos de un (1) minuto.

[27]Indicador CPS2 horario
El indicador del desempeño CPS2 (por sus siglas en inglés: Control Performance Standard) es una medida estadística de la variabilidad de los valores de ACE crudo y su relación con un valor límite de los flujos netos de potencia no programados. Valor para cada periodo de mercado y por área de control que se obtiene a partir de la evaluación de que el ACE promedio en periodos de 10 minutos no sobrepase un valor límite llamado L10. El valor de CPS2 horario corresponde al porcentaje de periodos de 10 minutos donde el ACE promedio fue menor al valor límite L10.

[28]Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard)
El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS (por sus siglas en inglés: Disturbance Control Standard) es igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorna a sus condiciones previas a un evento considerado como "Disturbio Reportable". El propósito del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es medir que el área de control fue capaz de utilizar su reserva de contingencia para realizar el balance carga/generación, y regresar el valor de ACE crudo a los límites establecidos en el indicador de desempeño ante Disturbios DCS luego de sucedido un Disturbio Reportable.

Índice de Lerner
Es un indicador utilizado para medir el poder de mercado, el cual se calcula como la diferencia entre el precio de un bien en un mercado y los costos marginales del productor más caro que abastece la demanda, dividido por el precio del bien.

Indisponibilidad
Se considera que un elemento de la RTR está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Ingreso Autorizado Regional
Es la remuneración anual a que está autorizado percibir un Agente Transmisor.

Iniciador (de una Ampliación a Riesgo)
Es un interesado que presenta a la CRIE una solicitud para realizar una ampliación de la RTR, o que la presenta al organismo de su país encargado de autorizar la ampliación, pero esta resulta identificada como perteneciente a la RTR por el EOR.

[26] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[27] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[28] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

[29]Intercambio Programado
Flujo de energía programado por los Enlaces entre Áreas de Control, resultante del *Predespacho* o *Redespacho* regional.

[30]Intercambio Real
Energía registrada por el *SIMECR* en los *Enlaces entre Áreas de Control*.

[31]Isla eléctrica para la determinación del estado operativo del SER

Para los fines de la determinación del estado operativo del SER, se define isla eléctrica como aquel sistema eléctrico de potencia que incluye al menos un área de control y que se encuentra separado eléctricamente del resto del SER.

[32]Línea de Interconexión
Línea de transmisión que sirve de enlace entre países miembros.

[33]Línea SIEPAC
Es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por la línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, exceptuando donde es notado en el numeral I2.1 del Anexo I, del Libro III del RMER.

Liquidación
Proceso de recolección de cobros y distribución de pagos en el *MER*.

Mantenimiento
Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación de la *RTR* para mantener o restaurar sus condiciones de operación.

Mantenimiento Programado
Mantenimiento planeado con anticipación y cuya realización se coordina a nivel regional.

Mercado de Contratos Regional
Conjunto de contratos regionales de inyección y retiro de energía junto con las reglas para su administración.

Mercado Eléctrico Regional o Mercado
Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los *agentes*.

Mercado de Oportunidad Regional
Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a *contratos*.

---

[29] Adicionado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[30] Adicionado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[31] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[32] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[33] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

[34]Monitoreo
Actividad que se refiere a la revisión diaria en tiempo real, de alarmas y eventos de la red de transmisión de la EPR.

Nodos de Control
Son los nodos donde los *OS/OM* pueden controlar la inyección/retiro de energía en forma independiente de otros nodos.

[35]Nodos de Enlace entre Áreas de Control
Nodos terminales de cada *Enlace entre Áreas de Control*.

[36]Obras de conexión
Son aquellas instalaciones (equipos, aparatos de maniobra, medición, protección, comunicación y auxiliares), con las cuales el Agente viabiliza y/o materializa su vinculación eléctrica a la Línea SIEPAC.

Ofertas de Flexibilidad
Ofertas de oportunidad asociadas a los *contratos* de energía en el *MER* con el objeto de flexibilizar los compromisos contractuales.

Ofertas de Oportunidad
Ofertas por *período de mercado* de precios y cantidades para inyectar o retirar energía de la *RTR*.

Ofertas de Pago máximo por Cargos Variables de Transmisión
Ofertas asociadas a los *contratos físicos flexibles* representando la máxima disponibilidad a pagar por los *Cargos Variables de Transmisión*.

Operación Estable
Condición del sistema eléctrico durante la cual éste mantiene un estado de equilibrio tanto en operación normal como ante disturbios.

Operación en Tiempo Real
Instrucciones y maniobras de los operadores del *SER* para la operación física del sistema.

Operadores del Sistema / Operadores del Mercado, OS/OMS
Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales.

Organismos Regionales
La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (*CRIE)* y el Ente Operador Regional (*EOR).*

[34] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[35] Adicionado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[36] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

Países Miembros
Países signatarios del *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central* que conforman el *MER*: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá.

[37]Parámetro de control (CP1)
Valor que se utiliza para evaluar el desempeño del control de la frecuencia de las áreas de control en periodos de un (1) minuto. Un valor de CP1 menor o igual a cero (0) indica que no hubo desviación de frecuencia por parte del área de control o que la desviación es anti-coincidente a la desviación de la frecuencia del sistema, por lo que esta área de control está compensando la desviación de frecuencia del sistema interconectado. Un CP1 mayor que cero (0) indica que el área de control está contribuyendo a la desviación de la frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control.

Peaje de Transmisión
Es la parte de los *Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional* cuyo pago es realizado por los *Agentes*, excepto Transmisores, en función de los flujos en la *Red de Transmisión Regional*

Período de Conciliación
Período de tiempo para el que se realiza la conciliación de las transacciones comerciales del *MER*. Corresponde a un (1) mes calendario y podrá ser modificado por la *CRIE*.

Período de Facturación
Período de tiempo para el que se realiza la facturación de las transacciones comerciales del *MER*. Corresponde a un (1) mes calendario y podrá ser modificado por la *CRIE*.

Período de Mercado
Intervalo de tiempo en que se divide el día para efecto del *predespacho* de transacciones de energía en el *MER* y cálculo de precios en cada nodo de la *RTR*.

Planeamiento Operativo
Planeación energética de la operación de los recursos de generación y transmisión regionales.

[38]Premisas Técnicas
Son las proposiciones técnicas que prepara el OS/OM o Entidad competente (respecto a la normativa nacional) y el EOR (respecto a la normativa regional), antes de la elaboración de los estudios eléctricos relacionados con una solicitud de conexión a la RTR, que deberán ser entregadas al Solicitante en un formato concebido para este fin.

Posdespacho
Cálculo de precios *Ex Post* y transacciones del *MER* que se realiza después de la operación en tiempo real del mismo, tomando en consideración los retiros reales en la *RTR* y las inyecciones que estarán limitadas por las cantidades ofertadas en el *predespacho.*

Precios Ex–ante
Los *precios nodales* calculados antes de la operación en tiempo real.

[37] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[38]Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

Precios Ex post
Los *precios nodales* calculados después de la operación en tiempo real.

Precios Nodales
Precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la *RTR*.

Predespacho regional o predespacho
Programación de las transacciones de energía y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por *período de mercado*.

Protocolos
Protocolos del *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*.

Prueba de Factibilidad Simultánea
Es un procedimiento, que a través de la resolución de un conjunto de ecuaciones e inecuaciones que representan el conjunto de los límites físicos de un vínculo (líneas o conjunto de líneas) de la *Red de Transmisión Regional*, permite definir el conjunto de *Derechos de Transmisión* que pueden asignarse en una subasta. Los *Derechos de Transmisión* son las variables de estas ecuaciones.

Red de Transmisión Regional
Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el *MER*, prestando el *Servicio de Transmisión Regional.*

Redespacho
Modificación de la programación efectuada en el *predespacho*, debido a cambios en las condiciones con las cuales se realizó el *predespacho*.

Reglamento del MER
Es el documento que desarrolla el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos en los aspectos contenidos en los respectivos Libros.

Regulación Regional
Conformada por el *Tratado Marco*, sus *Protocolos*, los reglamentos aprobados y demás resoluciones emitidas por la *CRIE*.

Renta de Congestión
Es la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del *Derecho de Transmisión* menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del *Derecho de Transmisión.*

[39]Representante Legal
Persona que tiene la responsabilidad, ante cualquier autoridad o circunstancia que se suscite, de responder por las obligaciones de una empresa o persona jurídica, con autoridad y amplias facultades para representarla.

[39] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

Reserva de Contingencia
Es la reserva conformada por los generadores con o sin capacidad de regulación primaria, cuya generación se puede modificar en un período máximo de 10 minutos. Además, incluye los generadores que se puedan arrancar y llevar a plena carga en menos de 10 minutos. A estos últimos generadores se les conoce como reserva fría o reserva de arranque rápido. La reserva de contingencia incluye también los esquemas de disparo de carga que se pueden ejecutar en forma manual o automática. El objetivo de la reserva de contingencia es proporcionar un recurso adicional para que el Error de Control de Área retorne a cero en menos de quince (15) minutos, después de un disparo de generación por lo menos igual a la unidad más grande del sistema.

Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia
Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación previsto para responder automáticamente a cambios de frecuencia

Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia
Valor de reserva rodante de potencia activa de unidades de generación requerida para recuperar la reserva para regulación primaria de frecuencia y mantener la frecuencia y los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

Restricciones Operativas
Limitaciones operativas de las instalaciones de la *RTR* o del sistema de un *país miembro* que imponen restricciones sobre las transacciones de inyección o retiro.

Secuencia de Eventos
Registro cronológico de datos de la *operación en tiempo real* del *SER*.

Seguridad
Habilidad del *SER* de mantener un estado de operación estable y seguir atendiendo las inyecciones y retiros ante la ocurrencia de fallas o contingencias en el sistema.

Seguridad Operativa
Planeación eléctrica que tiene por objeto identificar las restricciones técnicas de la *RTR* y garantizar los niveles de *calidad*, *seguridad* y *desempeño* regionales.

Servicio Auxiliar Regional
Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del *SER*. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro.

Servicio de Transmisión Regional
Consiste en transmitir energía eléctrica por medio de la *RTR* y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía.

Sistema Eléctrico Regional
Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros.

Sistema de Medición Comercial Regional
Sistema de medición que provee información acerca de las inyecciones y retiros en los nodos de la *RTR* y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, para la conciliación de las transacciones en el *MER.*

Sistema de Planificación de la Transmisión Regional
Es el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de la *RTR* y de las ampliaciones del sistema de transmisión que producen un *Beneficio Social* positivo en el ámbito regional.

[40]Solicitante
El Agente o desarrollador que solicita la conexión de su proyecto a la RTR.

[41]Subestación de Conexión
Punto de conexión donde el Agente o interesado se conecta a la Línea SIEPAC.

[42]Supervisión
Se refiere a la verificación (de la ingeniería, montaje y puesta en servicio) que ejerce EPR a los trabajos realizados o por realizar de parte del Agente o interesado en conectarse a la Línea SIEPAC.

Titular de una Ampliación (de la RTR)
Es un *Agente* que realizó una Ampliación de la *RTR* o de una red nacional de los *Países Miembros* que resulta parte de la *RTR*, y que a tales efectos se le concede una autorización, permiso o concesión para la construcción y operación de la Ampliación.

Titular de un Derecho de Transmisión
Es un *Agente* del *MER* que tiene los derechos y obligaciones asociadas a un *Derecho de Transmisión.*

Transacciones de Contratos
Transacciones en el *MER* programadas en el *Predespacho* regional provenientes de acuerdos entre *agentes* del *MER.*

Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real
Transacciones en el *MER* producto de las desviaciones calculadas con las mediciones en tiempo real.

Transacción Global MER
El conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la *RTR*, determinados por el *EOR* en el *predespacho regional* para cada período de mercado del día siguiente.

Transacción Global del Mercado Nacional
El conjunto de inyecciones y retiros en los nodos de la red de transmisión de un país, determinado por el *OS/OM* nacional para cada hora del día siguiente en la fase de

[40] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[41] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[42] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

predespacho nacional, que corresponde a la satisfacción de la demanda nacional y no incluye la *Transacción Global MER.*

Transacciones de Oportunidad Programadas
Transacciones del *MER* programadas en el *predespacho* regional provenientes de las ofertas de oportunidad.

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

Transmisión
Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central o Tratado Marco
Tratado internacional suscrito por los países miembros para la creación y desarrollo de un *Mercado* Eléctrico Regional.

[43]Unidad Terminal Remota (RTU por sus siglas en inglés)

Es el conjunto de dispositivos electrónicos que reciben, transmiten y ejecutan los comandos solicitados por las unidades maestras.

[44]Usuario del sistema de transmisión o usuario
Son usuarios del Servicio de Transmisión de electricidad, que se encuentren conectados a las instalaciones de la Empresa de Transmisión eléctrica.

Valor Esperado por Indisponibilidad
Es el producto de las compensaciones establecidas por los valores de indisponibilidad previstos en los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión. El Valor Esperado por Indisponibilidad será incorporado al Ingreso Autorizado de cada Agente Transmisor.

[43] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[44] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

Nomenclatura

AGC: Automatic Generation Control (Control Automático de Generación)
[45]***AT:*** *Agente Transmisor*.
AVR: Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Voltaje)
CVT: Cargo Variable de Transmisión
CCSD: Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
CURTR: Cargos por uso de la RTR
[46]***CPS:***
CC: Cargo Complementario
CRCT: Centro Regional de Coordinación de Transacciones
CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DF: Derechos firmes de transmisión
DFPP: Derechos financieros punto a punto
DT: Derechos de Transmisión
DTER: Documento de Transacciones Económicas Regionales
EOR: Ente Operador Regional
EPR: Empresa Propietaria de la Red.
MCR: *Mercado de Contratos Regional*
MER: *Mercado Eléctrico Regional*
MOR: *Mercado de Oportunidad Regional*
OM: Operadores del *Mercado*
OS: Operadores del Sistema
OS/OMS: Operadores del Sistema y/o Operadores del *Mercado*
PFS: Prueba de Factibilidad Simultánea
RMER: Reglamento del *MER*
[47]**RN**: Regulador Nacional.
RTR: Red de Transmisión Regional
SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition System (Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos).
SER: Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIMECR: Sistema de Medición Comercial Regional
SOE: Secuencia de Eventos
SPTR: Sistema de Planeación de la Transmisión Regional
[48]***TA:*** Trámite Administrativo.
TDTR: Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real
TOPs: Transacciones de Oportunidad Programadas
TPs: Transacciones Programadas

[45] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[46] Derogado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[47] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[48] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

1. Introducción

1.1 Alcance del Capítulo 1

1.1.1 El *Mercado Eléctrico Regional*, en adelante denominado el *Mercado* o *MER*, está conformado a nivel regional por los *países miembros* del *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*.

1.1.2 Las reglas establecidas en los capítulos y anexos que conforman este Reglamento, o a las que se hace referencia en el mismo, constituyen el Reglamento del *Mercado Eléctrico Regional*, en adelante denominado *RMER*.

1.1.3 Este capítulo presenta los antecedentes y las bases para la administración y operación del *MER*, expone los objetivos del *Mercado*, describe aspectos generales de la organización y estructura del *MER*, establece el propósito, aplicación e interpretación del *RMER* y define los procedimientos que se han de seguir en la administración del *RMER*.

1.2 Antecedentes y Validez

1.2.1 Los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, en adelante los *países miembros*, dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana SICA, suscribieron en 1996 el *Tratado Marco* del *Mercado Eléctrico de América Central*, en adelante denominado el *Tratado Marco*.

1.2.2 El *Tratado Marco* tiene por objeto la creación y desarrollo gradual de un mercado eléctrico competitivo regional, basado en el tratamiento recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región de América Central. El *Tratado Marco* fue ratificado por los Congresos Nacionales de los *países miembros* y constituye para estos países un tratado internacional legalmente vinculante desde 1999.

1.2.3 Los principios que rigen el *Tratado Marco* para el funcionamiento del *MER* son los siguientes:

a) Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias;

b) Gradualidad: Evolución progresiva mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión y el fortalecimiento de los *organismos regionales*; y

c) Reciprocidad: Derecho de cada Estado de aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad.

1.2.4 El *Tratado Marco* contempla, dentro de sus fines, el establecimiento de reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del *MER* y las relaciones

entre los *agentes del mercado* que participan en él. Así mismo, el *Tratado Marco* establece que la participación de los *agentes* en el *MER* estará regida por las reglas contenidas en el *Tratado Marco*, sus *Protocolos* y reglamentos.

1.2.5 De conformidad con lo dispuesto en el *Tratado Marco* y en sus *Protocolos*, el presente Reglamento es válido, de obligatorio cumplimiento y vinculante en el territorio de los *países miembros* para regular el funcionamiento del *mercado*, la operación técnica y comercial del *MER*, el *servicio de transmisión*, los *organismos regionales* y la participación de los *agentes* en el *mercado* y su relación funcional con los organismos regionales.

1.3 Objetivos del *MER*

1.3.1 En concordancia con los fines del *Tratado Marco*, el *MER* tiene como propósito beneficiar a los habitantes de los *países miembros* mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor *confiabilidad*, *calidad* y *seguridad* en el suministro de energía eléctrica en la región.

1.3.2 Para alcanzar el anterior propósito, los objetivos del *MER* son los siguientes:

a) Optimización de los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad;

b) Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional;

c) Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional;

d) Aumentar la *confiabilidad* y eficiencia económica en el suministro de electricidad;

e) Homogenizar los criterios operativos *de calidad, seguridad* y *desempeño;* y

f) Promover la participación competitiva del sector privado.

1.4 Aspectos Generales del MER

1.4.1 Premisas para la organización y funcionamiento del *MER*

El *MER* es un mercado mayorista de electricidad a nivel regional cuya organización y funcionamiento se basa en las siguientes premisas:

a) En el *Mercado* se realizan transacciones comerciales de electricidad mediante intercambios de oportunidad producto de un despacho económico regional y mediante contratos entre los *agentes del mercado*;

b) Los *agentes del mercado* a excepción de los *agentes transmisores* pueden comprar y vender energía eléctrica libremente sin discriminación de ninguna índole y se garantiza el libre tránsito de energía eléctrica por las redes eléctricas en los *países miembros* del *MER*;

c) Los *agentes del mercado* pueden instalar plantas de generación en cualquiera de las redes de los *países miembros* del *MER* para la comercialización a nivel regional de la energía producida;

d) Los *agentes del mercado* tienen libre acceso a las redes de transmisión regional y nacional. La transmisión regional es el transporte de energía a través de las redes de alta tensión que conforman la *Red de Transmisión Regional* o *RTR*;

e) El *MER* es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los *países miembros*, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la *RTR* y de las redes nacionales. Los puntos de conexión entre el *MER* y los mercados nacionales son los nodos de la *RTR*.

1.4.2 Los *Agentes del Mercado*

Las actividades del *Mercado* son realizadas por los *agentes*, los cuales pueden ser personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad, así como grandes consumidores. Los *agentes* de los mercados nacionales de los *países miembros* participan en el *MER* sujetos a los términos y condiciones del *RMER*.

1.4.3 Organización Comercial del *MER*

1.4.3.1 Productos y Servicios

Los productos y servicios que se prestan en el *MER* son los siguientes: (i) energía eléctrica, (ii) *servicios auxiliares*, (iii) *servicio de transmisión regional*, (iv) *servicio de operación del sistema* y (v) el *servicio de regulación del MER*.

1.4.3.2 Mercados y Precios

Las transacciones de energía en el *MER* se realizan en el *Mercado de Contratos Regional* o en el *Mercado de Oportunidad Regional*.

1.4.3.2.1 Mercado de Contratos Regional

El *Mercado de Contratos Regional*, *MCR*, está conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el *MER*, celebrados entre *agentes*, junto con las reglas para su administración y despacho a nivel regional. Existen dos tipos principales de contratos en el *MER* atendiendo a su prioridad de suministro. Estos son: (i) los *Contratos Firmes* y (ii) los *Contratos No Firmes*.

1.4.3.2.2 Mercado de Oportunidad Regional

El *Mercado de Oportunidad Regional*, *MOR*, es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía, para cada *período de mercado*, en los nodos de la *RTR* habilitados comercialmente. Las ofertas al *Mercado de Oportunidad Regional* son informadas por los *OS/OM* de cada país miembro con base en las ofertas de sus *agentes*. Las transacciones en el *MOR* son producto de un *predespacho regional* y de la *operación en tiempo real* y son las que posibilitan la optimización del despacho regional.

1.4.3.2.3 Sistema de Precios del *MER*

Las transacciones comerciales de energía que se realizan en el *MER* se valoran aplicando un sistema de *precios nodales*. Los *precios nodales* son los precios de corto plazo que representan los costos marginales de operación debido a las inyecciones y retiros de energía programados o reales en cada nodo de la *RTR*.

1.4.4 Planeamiento y Operación Técnica del *MER*

La operación técnica del *MER* se lleva a cabo a través de una estructura jerárquica descentralizada, en la cual el *EOR* es responsable y coordina la operación del *MER* y la *RTR* mientras que los Operadores de los Sistemas y Mercados Nacionales, *OS/OMS*, son responsables de la coordinación de la operación en cada uno de sus países.

El planeamiento y la operación técnica del *MER* comprenden el *planeamiento operativo y*, la *seguridad operativa*, el *predespacho regional* diario y la supervisión de la *operación en tiempo real*.

1.4.4.1 Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa

El *planeamiento operativo* y la *seguridad operativa* regional comprenden las proyecciones del comportamiento futuro del *MER*, la identificación de restricciones técnicas de la *RTR*, la programación del *mantenimiento* de las líneas y equipos de la *RTR* y el programa de entrada y retiro de instalaciones de la *RTR*.

1.4.4.2 *Predespacho*

Las transacciones en el *MER* y el uso de recursos de la *RTR* se programan mediante el siguiente proceso de *predespacho*:

a) Cada mercado nacional realiza un *predespacho* nacional de acuerdo con las reglas de cada país, sin considerar importaciones o exportaciones de energía eléctrica hacia o desde su *área de control*. Con base en los *predespacho*s nacionales, se informan al *MER* las *ofertas de oportunidad* de inyección o retiro de energía y los contratos regionales que se pretenden realizar entre los *agentes del mercado*;

b) Con base en los contratos regionales validados, las *ofertas de oportunidad* provenientes de los mercados nacionales y las asociadas a contratos, el *EOR* realiza el *predespacho* económico regional. Los resultados del *predespacho regional* se comunican a los *OS/OMS*.

El *predespacho regional* se realiza el día anterior a la operación y para cada *período de mercado*. Los requisitos para la prestación de *servicios auxiliares* a nivel regional se determinan con base en los criterios de *seguridad, calidad y desempeño* establecidos para la operación del *MER*.

1.4.4.3 Supervisión de la Operación en Tiempo Real

Durante la *Operación en Tiempo Real*, el *EOR*, en coordinación con los *OS/OMS*, toma todas las acciones de supervisión necesarias para desarrollar las siguientes tareas:

a) Preservar la *calidad* y *seguridad* de la operación del *Sistema Eléctrico Regional SER;*

b) Mantener las inyecciones y retiros programados en los nodos de la *RTR* y los intercambios establecidos entre las áreas de control;

c) Coordinar y supervisar el suministro de *servicios auxiliares*;

d) Realizar redespachos y controlar las desviaciones del *predespacho* en tiempo real; y

e) Coordinar la operación del *SER* en estado normal y de emergencia.

1.4.5 Servicio de Transmisión Regional

El *Servicio de Transmisión Regional* es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la *RTR* y de los sistemas de transmisión nacionales, permitiendo los intercambios regionales de energía. El *EOR* realiza la coordinación del *Servicio de Transmisión Regional.* El *Servicio de Transmisión Regional* se relaciona con las transacciones en el *MER* mediante el *cargo variable de transmisión* o *CVT*. El peaje y el *cargo complementario de transmisión* son los otros componentes de la remuneración final del *Servicio de Transmisión Regional.*

El riesgo por el pago de *cargos variables de transmisión* se puede cubrir mediante la adquisición de *derechos de transmisión* o a través de las ofertas de pago máximo por *CVT*.

1.4.6 Conciliación, Facturación y Liquidación de Transacciones

El *EOR*, en coordinación con los *OS/OMS*, es responsable de la *conciliación*, *facturación* y *liquidación* de las obligaciones comerciales que resultan de las transacciones en el *MER.* El *Sistema de Medición Comercial Regional*, *SIMECR*, es el sistema de medición comercial del *MER* que provee información acerca de las inyecciones y retiros reales de energía que ocurren en los nodos de la *RTR* y le permite al *EOR* realizar la *conciliación* de las transacciones regionales. El *SIMECR* esta basado, aunque no limitado, a los Sistemas de Medición Comercial de cada *área de control*.

La *conciliación* de las transacciones en el *MER* tiene los siguientes componentes:

a) *Transacciones Programadas* de energía las cuales pueden ser*:*

   i. *Transacciones de Contratos.*

   ii. *Transacciones de Oportunidad Programadas*

b) *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real;*

c) *Cargos Regionales de Transmisión;*

d) *Cargo por Servicio de Operación del Sistema;*

e) *Cargo por Servicio de Regulación del MER; y*

f) Otros *cargos definidos en el RMER*

1.4.7 Documento de Transacciones Económicas Regionales

Al final de cada período de *conciliación*, el *EOR* determina para cada *agente del mercado*, que realiza transacciones y para cada *OS/OMS* en representación de los *agentes* de su país, el saldo de las cuentas por transacciones de energía eléctrica y servicios prestados en el *MER* y emite el *Documento de Transacciones Económicas* del *MER*, *DTER*, con el saldo y los detalles de la cuenta de cada *agente del mercado*. El *DTER* es el documento básico para la *facturación* y *liquidación* de pagos en el *MER.*

1.5 Estructura del *MER*

Este numeral describe la estructura del *MER*, los roles y responsabilidades de los *organismos regionales* y establece normas generales para su funcionamiento.

1.5.1 Estructura e Instituciones Regionales

1.5.1.1 La estructura institucional del *MER* comprende:

a) La *Regulación Regional*, formada por el *Tratado Marco*, sus *Protocolos*, reglamentos y resoluciones de la *CRIE*, incluyendo el presente Libro;

b) Los *Organismos Regionales*, encargados de velar por el cumplimiento y aplicación de la *Regulación Regional*; y

c) La regulación y organismos nacionales, incluyendo los *OS/OM* de cada uno de los *países miembros*, en la medida que estén relacionados con la operación del *MER* e interactúen con la *Regulación* y *Organismos Regionales*.

1.5.1.2 El *Tratado Marco* crea los siguientes *Organismos Regionales*: la *Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE* y el *Ente Operador Regional EOR*. La organización y el funcionamiento de los *Organismos Regionales* tiene por objeto cumplir de manera transparente y eficiente con los objetivos y funciones establecidos en la *Regulación Regional*.

1.5.1.3 En relación con la operación del *MER*, las regulaciones nacionales de los *países miembros* deberán estar en conformidad, como mínimo, con los siguientes requerimientos:

a) Permitir las transacciones internacionales de energía eléctrica;

b) Aplicar principios de no discriminación y reciprocidad respecto a las transacciones internacionales de energía eléctrica;

c) Permitir los contratos entre *agentes* regionales;

d) Incorporar las transacciones internacionales en conjunto con las transacciones del predespacho económico nacional;

e) Permitir la operación regional coordinada de las instalaciones pertenecientes a la *RTR*;

f) Respetar los criterios de calidad, seguridad y desempeño;

g) Permitir el libre acceso y no discriminatorio a las redes de transmisión nacional;

h) Mantener los sistemas de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial necesarios para la operación regional coordinada;

i) Garantizar el libre acceso a información sobre el *MER* y la *RTR* tal como se establece en el *RMER*;

j) Adoptar las medidas necesarias para garantizar la aplicación uniforme y eficaz del régimen de sanciones del *MER;* y

k) Adoptar las medidas necesarias para garantizar los compromisos de pago en el *MER*.

1.5.2 La *CRIE* y la Regulación del *MER*

1.5.2.1 La *CRIE* regula el funcionamiento del *MER* y las relaciones entre *agentes* de conformidad con las disposiciones del *Tratado Marco*, sus *Protocolos* y sus reglamentos. Son objetivos de la *CRIE* los siguientes:

a) Hacer cumplir la normativa del *MER* establecida en la *Regulación Regional;*

b) Procurar el desarrollo y consolidación del *MER;*

c) Velar por la transparencia y buen funcionamiento del *MER; y*

d) Promover la competencia entre los *agentes del mercado*.

1.5.2.2 En cumplimiento de la *Regulación Regional*, la *CRIE* está facultada para:

a) Aprobar los reglamentos necesarios para regular la administración y operación del *MER*;

b) Resolver sobre las autorizaciones establecidas en la *Regulación Regional;*

c) Regular la generación y transmisión regionales;

d) Aprobar las tarifas por el uso de la *RTR;*

e) Aprobar cargos por el *servicio de operación del sistema* provisto por el *EOR;*

f) Imponer las sanciones que establezcan los *Protocolos* en relación con los incumplimientos a las disposiciones del *Tratado* y sus reglamentos;

g) Resolver conflictos entre los *agentes* del *MER* derivados de la aplicación de la *Regulación Regional*;

h) Adoptar medidas conducentes a evitar el abuso de posiciones dominantes de cualquier *agente del mercado; y*

i) Solicitar información a los *agentes de mercado*, *OS/OMS* y el *EOR*.

1.5.2.3 En cumplimiento y desarrollo de sus objetivos y facultades, la *CRIE* es responsable de:

a) Aprobar modificaciones a los reglamentos, normas y regulaciones regionales;

b) Supervisar y vigilar el funcionamiento del *MER;*

c) Aprobar la conexión de nuevas instalaciones de los *Agentes* que a partir de la vigencia de este Reglamento se conecten directamente a la *RTR* de conformidad con lo establecido en el Libro III *RMER*. Una vez obtenida la correspondiente concesión, permiso o autorización y aprobada la conexión de acuerdo con la Regulación Nacional correspondiente, la *CRIE* podrá aprobar la conexión;

d) Aprobar las Ampliaciones Planificadas de la *RTR* a propuesta del *EOR*, que surjan del *Sistema de Planificación de la Transmisión Regional*. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación Planificada será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique dicha ampliación;

e) Aprobar las Ampliaciones a Riesgo que incluyan instalaciones en más de un País Miembro. Una vez aprobada la ampliación, la correspondiente concesión, permiso o autorización de la Ampliación a Riesgo será otorgada de acuerdo con la Regulación Nacional de los Países donde se ubique la ampliación;

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

g) Investigar situaciones de posibles abusos de poder de mercado;

h) Imponer sanciones en caso de incumplimientos a la *Regulación Regional;*

i) Preparar periódicamente los Informes de Diagnóstico del *MER* para evaluar el desarrollo del *Mercado*.

j) Exigir a los *Agentes* que adecuen sus instalaciones a los requerimientos establecidos en este Reglamento;

k) Establecer el Canon Máximo Aceptable asociado a una ampliación de la *RTR*.

1.5.2.4 Los recursos para financiar el funcionamiento de la *CRIE* provendrán del *Cargo por Servicio de Regulación del MER* y otros cargos pagados por los *agentes del mercado*, aportes de los gobiernos, del cobro de sanciones económicas y de otras fuentes tal como está establecido en el *Tratado Marco.*

1.5.3 El *EOR* y la Operación del *MER*

1.5.3.1 El *EOR* dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del *MER* con criterio técnico y económico de acuerdo con la *Regulación Regional* aprobada por la *CRIE*. Son funciones del *EOR*:

a) Proponer a la *CRIE* los procedimientos técnicos, comerciales y operativos del *Mercado* y del uso de la *RTR;*

b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, respetando los criterios de *calidad, seguridad y desempeño*;

c) Realizar, en coordinación con los *OS/OMS*, la gestión de las transacciones comerciales entre los *agentes del mercado*;

d) Formular el plan de expansión indicativo para la generación y transmisión regionales; y

e) Apoyar mediante el suministro de información los procesos de evolución del *Mercado.*

1.5.3.2 En cumplimiento de sus objetivos y funciones, el *EOR* es responsable de:

a) Cumplir y aplicar la *Regulación Regional*;

b) Coordinar con los *OS/OMS* la operación técnica y comercial del *MER* y de la *RTR*, preservando la seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los *Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño* establecidos en Libro III del *RMER*, ordenando las medidas y adecuaciones necesarias para asegurar su cumplimiento;

c) Elaborar los procedimientos técnicos y comerciales previstos en la *Regulación Regional*, para la operación del *MER*;

d) Realizar el seguimiento de la aplicación de las reglas de operación y de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* del *MER*;

e) Preparar periódicamente informes para:

i. Identificar los problemas detectados y proponer posibles soluciones;

ii. La *CRIE*, los *OS/OM* y a los *Agentes* sobre los resultados de la gestión de la operación;

iii. Elaborar informes sobre los eventos que se producen en la *RTR*, en coordinación con los OS/OM; y

iv. La *CRIE* sobre cualquier incumplimiento del presente Reglamento;

f) Proponer criterios de *calidad, seguridad* y *desempeño* para la operación del SER.

g) Desarrollar y mantener una *Base de Datos Regional*;

h) Remitir a la *CRIE* copia del expediente de autorización de los *agentes* para realizar transacciones en el *MER* conforme al numeral 3.4.1 y siguientes en lo que corresponda.

i) Dirigir y coordinar la operación técnica del *SER*;

i. Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la *RTR*, tales como cortes de carga, desconexión de generación, apertura de líneas, auditoria de las instalaciones de los *Agentes*, y cualquier otra acción de supervisión para asegurar la calidad del servicio eléctrico en el *MER*. Las medidas se ejecutarán de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece *la regulación regional;*

ii. Delegar en los *OS/OM* jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación;

iii. Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la *RTR*, establecer restricciones y criterios operativos necesarios para el cumplimiento de los *Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño* (CCSD), ya sea por iniciativa propia o por solicitud de un *OS/OM* o *Agente transmisor*;

iv. Coordinar las investigaciones de eventos en el *SER*, solicitando a los *Agentes* y *OS/OM* que se han visto involucrados en éstos, las informaciones pertinentes, resultados de evaluaciones y análisis desarrollados;

v. Solicitar información a los *OS/OM* y a los *Agentes* a través de los *OS/OM* correspondientes, sobre cualquier evento o contingencia que ocurra en el *SER;*

vi. Supervisar y validar, en coordinación con el *Agente* respectivo, las calibraciones propuestas para las protecciones y sistemas de control cuyos efectos involucren a más de un *Agente*;

vii. Verificar el cálculo de la *Capacidad Técnica de Transmisión* de los equipos e instalaciones de los *Agentes Transmisores* que estos han establecido, siguiendo los criterios determinados para tal fin;

viii. Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el *OS/OM* y el *Agente transmisor*, conforme a los *Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño* establecidos en este Reglamento; y

ix. Considerar en el *SPTR* las propuestas de adecuaciones de la *RTR* presentadas por los *Agentes* que no prestan el servicio de transmisión.

j) Administrar los *Derechos de Transmisión* y mantener un registro de los mismos.

1.5.3.3 Los recursos para financiar el funcionamiento del *EOR* provendrán de los cargos de operación del sistema y administración del mercado aprobados por la *CRIE*, de otros cargos pagados por los *agentes del mercado*, del cobro de sanciones económicas y de otras fuentes tal como está establecido en el *Tratado Marco*.

1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado *OS/OM*

Los *OS/OMS* coordinaran la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus *agentes* con el *EOR*, por lo que están obligados a:

a) Aplicar y velar por el cumplimiento a la *Regulación Regional*;

b) Suministrar toda la información requerida por la *CRIE* y el *EOR*, en el tiempo y formato establecidos, para el planeamiento y la operación del SER y la administración de las transacciones comerciales en el *MER*;

c) Coordinar con el *EOR* el planeamiento y la operación técnica de la *RTR*, según el siguiente detalle:

i. Informar sobre problemas en la coordinación de la operación de la RTR e intercambios de información, conflictos por libre acceso, y todo otro problema o controversia que haya surgido en la aplicación o interpretación del Reglamento de Transmisión;

ii. Operar las instalaciones de la RTR en coordinación con el EOR;

iii. Participar en los estudios de seguridad operativa regional;

iv. Participar en la elaboración de Plan de Operación del SER ante contingencias;

v. Preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante las condiciones de operación normal y en emergencias, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y en especial establecer restricciones y criterios operativos para el cumplimiento de dichos los criterios;

vi. Coordinar con el *EOR* el tratamiento de las indisponibilidades y mantenimientos de la *RTR*;

vii. Coordinar los servicios auxiliares que son suministrados por los agentes;

viii. Coordinar con el EOR la puesta en servicio de la conexión de nuevas instalaciones de los *agentes transmisores* a la RTR;

ix. Colaborar y coordinar con el EOR la administración del *Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR)*

x. Colaborar y coordinar con el EOR lo relacionado con las Ampliaciones de la RTR; y

xi. Revisar la Capacidad Técnica de Transmisión presentada por los *Agentes transmisores*.

d) Colaborar y coordinar con el EOR la administración de los derechos de transmisión;

e) Coordinar con el *EOR*, por cuenta de sus *agentes*, la programación, *conciliación*, *facturación* y *liquidación* de transacciones en el *MER*;

f) Mantener los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* definidos en la *Regulación Regional* y proveer los *servicios auxiliares* que le han sido asignados;

g) Cumplir con los requisitos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial establecidos en el *RMER*;

h) Desarrollar las interfaces regulatorias necesarias que permitan compatibilizar la regulación del *MER*, con la regulación del mercado nacional, y someterla a la aprobación de la instancia respectiva;

i) Coordinar las pruebas técnicas y realizar las maniobras operativas requeridas por el *EOR*;

j) Comunicar oportunamente a sus *agentes* información consignada por el *EOR*;

k) Comunicar oportunamente al *EOR* la información consignada por sus *agentes*;

l) Remitir al *EOR* y la *CRIE* un listado y el expediente incluyendo la información de todos sus *agentes* y participantes de *mercado*;

m) Realizar observaciones a la actuación del *EOR*, en cuanto a la aplicación de las normas y procedimientos incluidos en este Reglamento.

n) Proponer y opinar sobre modificaciones de este Reglamento, de acuerdo a los procedimientos establecidos en el mismo;

o) Colaborar con el *EOR* en la identificación de la *RTR*; y

p) *C*umplir con los requisitos de información para la Base de Datos Regional;

1.5.5 Grupos de Trabajo en apoyo al EOR

1.5.5.1 Los *OS/OM* y los *Agentes* colaborarán con los grupos de trabajo regionales que convoque el *EOR* para realizar estudios de cualquier índole o investigar las causas de eventos ocurridos en el ámbito de la *RTR*, aportando informaciones propias, resultados de estudios y evaluaciones propias y/o asesoramiento de expertos.

1.5.6 La Red de Transmisión Regional RTR

1.5.6.1 La *Red de Transmisión Regional RTR* es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el *MER*, prestando el *Servicio de Transmisión Regional*.

1.5.6.2 La *RTR* está conformada por instalaciones que son propiedad de *agentes transmisores* y su operación es coordinada y supervisada por el *EOR* y los *OS/OM*.

1.5.6.3 El *EOR* es el responsable de identificar las instalaciones que componen la *RTR* como parte del *Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional SPTR*, cumpliendo con los criterios y procedimientos establecidos en la *Regulación Regional*.

1.6 Propósito del *RMER*

1.6.1 El propósito del *RMER* es:

a) Regular la operación técnica y comercial del *MER* para que el funcionamiento del *Mercado* sea eficiente, competitivo, transparente y confiable;

b) Establecer las responsabilidades, del *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* en relación con el *MER*;

c) Regular la operación de la *RTR* por parte del *EOR* de manera que: (i) se garantice la seguridad del sistema, (ii) se garantice el libre acceso de los *agentes del mercado*; y (iii) se alcancen los objetivos del *MER*;

d) Precisar las facultades del *EOR* necesarias para el desarrollo adecuado de sus funciones en relación con el *MER* y la *RTR*;

e) Establecer los términos y condiciones bajo los cuales los *agentes* pueden realizar transacciones en el *MER*;

f) Regular las actividades de los *agentes del mercado* en el *MER*;

g) Regular las actividades de los *agentes del mercado* en relación con la *RTR*;

h) Proveer mecanismos para la supervisión, vigilancia y control de las actividades en el *MER* y de la conducta de los *agentes del mercado*;

i) Definir procedimientos para la aplicación de sanciones en caso de incumplimiento del *RMER*;

j) Proporcionar un marco eficaz para la resolución de controversias entre los *agentes del mercado* y entre éstos con los *OS/OMS* y con el *EOR*;

k) Establecer los procedimientos y mecanismos a ser utilizados, en la *conciliación*, *facturación* y *liquidación* de las transacciones comerciales realizadas en el *MER*;

l) Establecer un proceso ágil, transparente y eficiente para efectuar modificaciones al *RMER*; y

m) Definir procedimientos para el manejo y la publicación de información relacionada con el *MER*.

1.7 Interpretación del *RMER*

1.7.1 Referencias

A menos que el texto indique lo contrario, en el *RMER:*

a) Las palabras en singular incluyen el plural y viceversa; las palabras con género incluyen cualquier género; las palabras o frases en cursiva tienen un significado particular definido en el Glosario;

b) Una expresión referida a una persona se refiere a una persona natural o jurídica;

c) Una persona jurídica incluye cualquier compañía, sociedad, fundación, consorcio, asociación, corporación u otro organismo corporativo público o privado, agencia gubernamental, organismo internacional y cualquier otro tipo o clase de entidad u organismo contemplado en el *RMER*;

d) Una referencia a una persona natural incluye los albaceas, administradores, sucesores, suplentes y concesionarios legales de esa persona, incluyendo sus respectivos suplentes o sucesores;

e) Una referencia a un organismo (incluyendo pero sin limitarse a institutos, asociaciones, organismos internacionales o autoridades), sea estatutaria o no, que cesa de existir o cuyas funciones son transferidas a otro organismo, se aplica al organismo que lo reemplaza o que substancialmente recibe sus facultades y funciones;

f) Una referencia a un capítulo, numeral, disposición, parte o anexo se hace a un capítulo, numeral, disposición, parte o anexo del *RMER*; una referencia a un numeral en un capítulo del *RMER* se hace a un numeral de dicho capítulo; una referencia a numerales del *RMER* separada por la palabra "a" (i.e., "numerales 1.1 a 1.4") es inclusiva;

g) Una referencia a cualquier ley, decreto, reglamento, promulgación, ordenanza, estatuto, resolución, regla, orden o directiva incluye todas las leyes, decretos, reglamentos, promulgaciones, ordenanzas, estatutos, resoluciones, reglas, órdenes o directivas que la modifican, consolidan, restablecen, extienden o reemplazan; una referencia a una ley o decreto incluye todos las reglamentaciones, promulgaciones, decisiones, reglas y estatutos de naturaleza legislativa emitidas bajo dicha ley o decreto;

h) Una referencia a un documento o a una disposición de un documento, incluyendo el Libro I del *RMER*, comprende las modificaciones, suplementos, reemplazos y

adiciones a dicho documento o disposición del documento, así como cualquier gráfica, tabla, apéndice u otro anexo del mismo; y

i) Una referencia a un objeto incluye las partes del mismo.

1.7.2 La *CRIE* constituirá la instancia de interpretación definitiva del *RMER* , para tal fin la *CRIE* podrá utilizar, como fuentes de interpretación, los documentos: "Informe de Diseño General del Mercado Eléctrico Regional", "Informe de Diseño de Detalle de la Operación Técnica y Comercial" e "Informe de Diseño Detallado de Transmisión" del *MER*.

1.7.3 Este Libro forma parte de la *Regulación Regional* aplicable al *EOR*, a los *OS/OM* y a los *agentes del mercado*, de conformidad con el *Tratado Marco* y sus *Protocolos*. Si se presenta alguna inconsistencia entre los libros del *RMER* y otros documentos que regulen la operación del *MER*, el asunto será referido a la *CRIE* para su resolución.

1.7.4 Encabezados

Los encabezados en el *RMER* se incluyen sólo como referencia y no afectan la interpretación del mismo, tampoco deben entenderse como indicaciones de que todas las disposiciones del *RMER* relacionadas con algún tópico en particular se encuentran en un determinado capítulo, numeral, cláusula, parte o anexo.

1.7.5 Plazos

1.7.5.1 En los cálculos de plazos de tiempo que se realicen bajo el *RMER*, a menos que se especifique lo contrario, cuando exista una referencia a un número de días entre dos (2) eventos, los días se cuentan excluyendo el día en el cual sucede el primer evento e incluyendo el día en el cual sucede el segundo evento.

1.7.5.2 Cuando en el *RMER* se indique que un plazo es de días, éstos deberán entenderse como *días calendario*, a menos que se especifique lo contrario.

1.7.5.3 A menos que se especifique lo contrario en el *RMER*, los días no hábiles se refieren a días de asueto en el país sede del *EOR y* aquellos días que sean de asueto en al menos cuatro *países miembros* previa autorización del *EOR*. Cada año, antes del quince (15) de diciembre del año precedente, el *EOR* informará a los *agentes* los días no hábiles de su calendario.

1.7.5.4 A menos que se especifique lo contrario en el *RMER*, para aquellos procesos o asuntos donde interviene la *CRIE*, los días no hábiles se refieren a días de asueto en el país sede de la *CRIE*. Cada año, antes del quince (15) de diciembre del año precedente, la *CRIE* publicará en su sitio de Internet los días no hábiles de su calendario.

1.7.6 Tiempo y Moneda

1.7.6.1 A menos que se indique lo contrario, toda referencia de tiempo en el *RMER* o en cualquier forma, guía u otro documento a que se refiere el numeral 1.8.6, corresponde al tiempo oficial del país sede del *EOR*.

1.7.6.2 Toda referencia en el *RMER* a una cantidad monetaria en documentos de transacciones económicas o *conciliación* de obligaciones, en documentos de cobro y pago o en cualquier forma, guía u otro documento a que se refiere el numeral 1.8.6, deberá expresarse en Dólares de los Estados Unidos de América.

1.8 Administración del *RMER*

1.8.1 Publicaciones

1.8.1.1 Siempre que la *Regulación Regional* requiera que la *CRIE* o el *EOR* publiquen algún documento o información, dicho requerimiento se hará efectivo publicando el documento o información en su sitio de Internet. El documento o información se considerará publicado desde el momento en que se encuentre disponible en su respectivo sitio de Internet.

1.8.1.2 En los casos que la *Regulación Regional* prescriba con respecto a un documento o información específica un modo de publicación diferente al descrito en el numeral 1.8.1.1, la *CRIE* o el *EOR* deberán publicarlo en su sitio de Internet, además de cumplir con los requisitos de publicación prescritos para tales documentos o información. En tal caso, el documento o información se considerará publicado en la fecha en la cual los requerimientos prescritos de publicación han sido satisfechos.

1.8.2 Avisos y Notificaciones

1.8.2.1 Forma de aviso

1.8.2.1.1 A menos que se indique lo contrario y con sujeción a lo dispuesto en el numeral 1.8.3, cualquier aviso o notificación que deba darse en cumplimiento del *RMER*, o cualquier solicitud que deba presentarse, se deberá efectuar por uno de los siguientes medios:

a) Correo certificado u otra forma de entrega personal; o

b) Por servicio de mensajería, enviado a: (i) la oficina sede del *EOR*, si el destinatario es el *EOR*, (ii) la oficina sede del *OS/OM*, si el destinatario es un *OS/OM*, o (iii) la dirección indicada en el registro de *agentes del mercado* que mantiene el *EOR*, conforme al numeral 3.9, si el destinatario es un agente del *MER*; o

c) Por fax, al número o referencia que corresponda a la dirección suministrada al remitente indicada en el literal anterior; o

d) Por correo electrónico, a las direcciones electrónicas registradas ante el *EOR*.

1.8.2.1.2 A menos que se indique lo contrario, cualquier solicitud que deba presentarse ante la *CRIE*, se deberá efectuar por uno de los siguientes medios:

a) Correo certificado u otra forma de entrega personal; o

b) Por servicio de mensajería enviado a la sede de la *CRIE*.

No obstante lo anterior, el interesado también podrá, sólo para efectos de adelantar la información, enviar la solicitud por cualquiera de los siguientes medios:

a) Por fax, al número o referencia de la *CRIE*; o

b) Por correo electrónico a la dirección registrada de la *CRIE*.

1.8.2.1.3 A menos que se indique lo contrario, cualquier aviso o notificación que deba dar la *CRIE*, en cumplimiento del *RMER*, se deberá efectuar por medio de uno de los siguientes medios:

a) Correo certificado u otra forma de entrega personal; o

b) Por servicio de mensajería enviado a i) la sede del *EOR*, si el destinatario es el *EOR*, ii) la sede del *OS/OM* si el destinatario es un *OS/OM*, o iii) la dirección indicada en el registro de *agentes del mercado* que mantiene el *EOR* conforme el numeral 3.9 si el destinatario es un *agente del MER*.

No obstante lo anterior, la *CRIE* podrá enviar también, sólo para efectos de adelantar la información, el aviso o notificación por uno de los siguientes medios:

a) Por fax, al número o referencia suministrado a la *CRIE* por el *EOR* o por el interesado;

b) Por correo electrónico a las direcciones electrónicas suministradas a la *CRIE* o en su defecto las registradas ante el *EOR*.

1.8.2.2 Fecha de recepción de la notificación

1.8.2.2.1 A menos que se indique lo contrario y con sujeción a lo dispuesto en el numeral 1.8.3, cualquier notificación o aviso dado según lo dispuesto en el numeral 1.8.2.1, se considerará debidamente efectuado en la fecha más temprana entre la fecha de acuse de recibo por el notificado o en las siguientes fechas:

a) Al sexto (6º) *día hábil* después de la fecha en que es puesto al correo, cuando se realiza por correo certificado a una dirección en alguno de los *países miembros*;

b) Cuando se realiza por fax, al obtener un reporte de transmisión completa desde el equipo de transmisión del remitente:

i. En el día y hora indicadas en el reporte de transmisión del remitente, si el aviso, notificación, solicitud o envío es del tipo en el cual el destinatario está obligado a monitorear la recepción de faxes durante y por fuera de horas de oficina; o

ii. En todos los otros casos, en el día y hora indicadas en el reporte de transmisión del remitente si ésta se efectúa en un *día hábil* en el país del destinatario, o a las 9:00 a.m. del siguiente *día hábil* si la transmisión se efectúa después de las 5:00 p.m. o en día festivo en el país del destinatario.

c) Cuando se dan o efectúan por correo electrónico:

i. En el día y hora en que el mensaje es registrado como recibido en el buzón electrónico de destino por el sistema de comunicación electrónica del remitente, si el aviso, notificación, solicitud o envío es del tipo en el cual el destinatario está obligado a monitorear la recepción de correo electrónico durante y por fuera de horas de oficina; o

ii. En todos los otros casos, en el día y hora en que el mensaje es registrado como recibido en el buzón electrónico de destino por el sistema de comunicación electrónica del remitente, si corresponde a un *día hábil* en el país del destinatario, o a las 9:00 a.m. del siguiente *día hábil* si se envía después de las 5:00 p.m. o en día festivo en el país del destinatario.

d) En cualquier otro caso, cuando exista constancia de que la persona recibió el aviso, notificación, solicitud o documento enviado.

1.8.2.2.2 A menos que se indique lo contrario, cualquier aviso o notificación, dado por la *CRIE* según lo dispuesto en el numeral 1.8.2.1.3 se considerará debidamente efectuado en la fecha de acuse de recibo de acuerdo a las constancias del correo certificado, del servicio de mensajería o en cualquier otro caso cuando exista constancia de que la persona recibió el aviso o notificación enviada.

1.8.3 Instrucciones y órdenes del *EOR*

A menos que se indique lo contrario, las instrucciones, direcciones y órdenes del *EOR* podrán ser impartidas o emitidas a los *OS/OMS* y a los *agentes del mercado*, a través del *OS/OM* correspondiente, por escrito o por medio de comunicación verbal, la cual deberá quedar registrada en un medio automático de grabación, en cuyo caso la instrucción, dirección u orden se considerará válidamente impartida o emitida al momento de efectuarse la comunicación.

1.8.4 Modificaciones al *RMER*

1.8.4.1 Aplicación

a) Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al *RMER*. Las disposiciones del *RMER* sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;

b) Una modificación al *RMER* se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la *CRIE*, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;

c) Las modificaciones al *RMER* podrán ser propuestas por cualquier *agente del mercado*, *OS/OM*, el *EOR* o por la misma *CRIE*, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;

d) En la formulación y aprobación de modificaciones al *RMER*, la *CRIE* tomará en consideración los fines y objetivos del *MER* establecidos en el *Tratado Marco* y sus *Protocolos*.

1.8.4.2 Modificaciones propuestas por *agentes del mercado*, *OS/OMS* y el *EOR*

a) Un *agente del mercado* podrá presentar una solicitud ante su respectivo *OS/OM*, proponiendo el estudio de una o más modificaciones al *RMER*. La solicitud de modificación deberá incluir la exposición de las razones por las cuales la o las modificaciones al *RMER* son necesarias o deseables;

b) El *OS/OM* analizará y remitirá en un plazo máximo de un (1) mes al *EOR* cada una de las solicitudes de modificaciones de sus respectivos *agentes del mercado*, dando aviso a los *agentes* interesados. El *OS/OM* incluirá su opinión sobre la conveniencia o no de las modificaciones propuestas por los *agentes*;

c) Un *agente del mercado* podrá presentar directamente una solicitud ante el *EOR*, proponiendo el estudio de una o más modificaciones al *RMER*, si por alguna razón el *OS/OM* no ha remitido su solicitud de modificación en el plazo indicado en el literal b), adjuntando la constancia de haber remitido al *OS/OM* la solicitud. En tal caso, el *EOR* remitirá una copia de la solicitud del *agente del mercado* a su respectivo *OS/OM*, solicitando su opinión sobre la modificación propuesta y el motivo por el que no se remitió la solicitud del agente dentro del plazo previsto, lo cual deberá responderse dentro de un plazo máximo de 10 *días hábiles* posteriores a la notificación;

d) Un *OS/OM* podrá presentar directamente una solicitud al *EOR*, proponiendo el estudio de una o más modificaciones al *RMER*. La solicitud de modificación deberá incluir la exposición de las razones por las cuales la o las modificaciones al *RMER* son necesarias o deseables;

e) El *EOR* podrá requerir a los *agentes del mercado* y/o a los *OS/OM* que presenten solicitudes de modificaciones al *RMER* que provean información adicional con respecto a las mismas;

f) El *EOR* reunirá y organizará las solicitudes de modificaciones al *RMER* presentadas por los *agentes del mercado* y los *OS/OMS* y las incluirá en el Informe de Regulación del *MER* descrito en el numeral 2.3.2, junto con su evaluación de las mismas.

g) El *EOR* incluirá también en el Informe de Regulación sus recomendaciones para realizar ajustes y modificaciones al *RMER* que considere convenientes para la operación eficiente del *Mercado* y del *SER*.

h) Cada propuesta de modificación deberá contener específicamente la justificación de la misma e incluirá como mínimo una valoración del impacto de la propuesta en la operación técnica comercial así como un análisis costo/beneficio;

1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la *CRIE*

La *CRIE* analizará continuamente el desempeño y evolución del *MER* y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al *RMER*. La *CRIE* incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del *MER* descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del *MER*, la *CRIE* dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al *RMER* establecido en el numeral 1.8.4.4.

1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones

a) La *CRIE* revisará las modificaciones al *RMER* propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del *MER*, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La *CRIE* considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;

b) La *CRIE* publicará las modificaciones propuestas al *RMER* y notificará al *EOR* y éste a los *OS/OMS*, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;

c) La *CRIE* documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al *RMER* junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificara al *EOR* y este a los *OS/OM*. El *EOR* implementará las modificaciones al *RMER* que hayan sido aprobadas por la *CRIE*;

d) Cuando la *CRIE* lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la *CRIE*;

e) Después de realizada la audiencia pública, la *CRIE* publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El *EOR* implementará las modificaciones al *RMER* que hayan sido aprobadas por la *CRIE*;

f) Cuando la *CRIE* considere que la urgencia de una modificación al *RMER* impide esperar la realización del procedimiento de revisión definido en este numeral 1.8.4.4, adoptará mediante resolución una modificación transitoria al *RMER* que estará vigente hasta el momento en que el procedimiento de modificación descrito en este numeral, pueda llevarse a cabo, el cual deberá completarse como máximo en un plazo de seis (6) meses a partir de la entrada en vigencia de la norma transitoria. Transcurrido el plazo anterior, la norma transitoria perderá su vigencia.

1.8.4.5 Asistencia de Expertos

a) La *CRIE* podrá contratar las consultorías de apoyo y buscar el consejo de expertos externos que considere necesario o deseable con el propósito de cumplir las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4;

b) En cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4, la *CRIE* podrá solicitar la asistencia del *EOR*;

c) En cualquier momento y para los casos en que la *CRIE* lo considere necesario o deseable, la *CRIE* podrá conformar grupos de trabajo para asistirla en el cumplimiento de las responsabilidades establecidas en este numeral 1.8.4;

d) La *CRIE* definirá los términos y condiciones de referencia para el trabajo de los asesores o grupos mencionados en los literales anteriores. La *CRIE* notificará al *EOR*, los *OS/OMS* y *agentes del mercado* sobre la contratación de asesores o el establecimiento de dichos grupos de trabajo.

1.8.5 Clarificaciones e Interpretaciones

Por propia iniciativa o a partir de la recepción de peticiones de clarificación e interpretación con respecto a la aplicación del *RMER* por parte de los *agentes*, de los *OS/OM* o del *EOR*, la *CRIE* podrá publicar comunicados de clarificación e interpretación de la aplicación del *RMER*. En el ejercicio de esta atribución, la *CRIE* no podrá efectuar modificaciones al *RMER*.

1.8.6 Documentos del *EOR*

1.8.6.1 A menos que el contexto indique lo contrario, cuando se haga referencia en el *RMER* al diseño, creación, desarrollo, establecimiento o implementación de formas, guías u otros documentos por parte del *EOR*, dichas formas, guías u otros documentos no entrarán en vigencia hasta que sean adoptados por el *EOR*, publicados y se notifiquen de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1 y 1.8.2.

1.8.6.2 El *EOR* podrá efectuar las consultas, buscar consejo y asistencia y requerir los aportes de una o más personas, de la manera que considere apropiado antes de adoptar formas, guías u otros documentos, siempre que conserve su autonomía exclusiva de adoptar tales formas, guías u otros documentos. Dichas formas, guías u otros documentos deberán ser consistentes con la *Regulación regional*.

1.8.6.3 Una vez adoptadas por el *EOR*, las formas, guías u otros documentos a los que se refiere este numeral serán publicadas y notificadas a los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*. El *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* estarán en adelante obligados a cumplir con las disposiciones de tales formas, guías u otros documentos.

1.8.6.4 El *EOR* podrá modificar, reemplazar o revocar cualquier forma, guía u otros documentos a que se refiere este numeral 1.8.6. Los procedimientos establecidos en los numerales 1.8.6.1 y 1.8.6.2 se aplicarán igualmente a cualquier modificación, reemplazo o revocatoria de tales formas, guías u otros documentos.

2. Información del MER

2.1 Alcance del Capítulo 2

Este capítulo establece los procedimientos que han de seguirse con respecto al suministro y manejo de información en el *MER*.

2.2 Manejo de Información en el *MER*

2.2.1 Conservación de Registros y Documentos

Cualquier registro o documento preparado por el *EOR*, los *OS/OMS*, o los *agentes del mercado*, con base en lo dispuesto en este Reglamento, deberá ser conservado por el *EOR*, los *OS/OMS* o los *agentes del mercado*, según sea el caso, durante un plazo mínimo de cinco (5) años. Para los propósitos de este numeral se entenderá por "*registro*" cualquier registro de información, sin importar si se ha hecho de manera impresa, en película, por medio electrónico o de cualquier otra manera.

2.2.2 Suministro y Manejo de la Información

2.2.2.1 La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS*, y los *agentes del mercado* deberán suministrar la información requerida por el *RMER* dentro de los plazos especificados y de la forma y manera requeridas en el RMER.

2.2.2.2 La información suministrada por la *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OM* o los *agentes del mercado*, en cumplimiento del presente *RMER*, deberá ser verdadera, correcta y completa en el momento en que se suministra, en el mejor conocimiento de la persona que la suministra. La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* o los *agentes del mercado* no suministrarán, concientemente o por descuido, información requerida en cumplimiento del *RMER* que, en el momento y bajo las circunstancias en que se realice, sea equívoca o engañosa o que no revele un hecho que sea necesario para que la información no sea equívoca o engañosa.

2.2.2.3 Tan pronto como el *EOR*, un *OS/OM* o un *agente del mercado* descubra que alguna información previamente suministrada por él a cualquier persona, en cumplimiento de un requerimiento del *RMER*, era falsa, incorrecta, incompleta, equívoca o engañosa, la rectificará en el menor tiempo posible y suministrará la información verdadera, correcta, completa, no equívoca o no engañosa a la persona a quien se suministró originalmente la información mencionada.

2.2.2.4 Sujeto a las disposiciones de confidencialidad del numeral 2.2.3, la *CRIE* y el *EOR* están autorizados para utilizar cualquier dato, registro o información obtenida en ejercicio de las facultades, funciones y obligaciones establecidas en la *Regulación Regional*. La *CRIE* y el *EOR* podrán utilizar tal información en relación con el *RMER* para llevar a cabo los procedimientos previstos en el *RMER*, incluyendo pero sin limitarse, a:

a) Un proceso para realizar modificaciones al *RMER* conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.4;

b) Un proceso de aplicación de sanciones conforme a lo dispuesto en el Libro IV del *RMER*;

c) Un proceso de solución de controversias conforme a lo dispuesto en el Libro IV del *RMER*; y

d) Auditorías técnicas según se establece en el Libro II del *RMER*

2.2.3 Confidencialidad

2.2.3.1 La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* deberán mantener confidencial toda información de terceros clasificada de esa manera y que esté en su posesión o de la cual tengan conocimiento.

2.2.3.2 La *CRIE* determinará qué información suministrada por *agentes del mercado* u, *OS/OMS* o el *EOR* es de carácter confidencial, para ello tomará en cuenta la protección de información relacionada con secretos industriales y comerciales. Conforme al numeral 3.3.7.4 del Libro II del *RMER*, la información operativa del *mercado* no será considerada de carácter confidencial.

2.2.3.3 La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*:

a) Se abstendrán de suministrar información confidencial a cualquier persona o entidad excepto en los casos autorizados por el *RMER*;

b) Deberán utilizar o reproducir la información confidencial solamente para los propósitos para los que fue suministrada o para los fines señalados en el *RMER*; y

c) No permitirán el acceso a información confidencial a personas no autorizadas.

2.2.3.4 La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* deberán:

a) Prevenir el acceso no autorizado a información confidencial que se encuentre en su posesión o bajo su control; y

b) Asegurarse que toda persona a la cual le suministran información confidencial conozca lo dispuesto en este numeral en relación con tal información.

2.2.3.5 La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*, tan pronto como tengan conocimiento de un incumplimiento a lo dispuesto en el presente numeral 2.2.3 con respecto a información confidencial, deberán:

a) Informar el hecho a cualquier persona con la cual se relacione dicha información confidencial, o que la suministró; y

b) Tomar las medidas para evitar la divulgación, acceso, uso o reproducción no autorizada de la información confidencial como resultado de dicho incumplimiento.

2.2.3.6 La *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* adoptarán medidas internas con relación a la protección de información confidencial, tales como y no limitados a la firma de acuerdos de confidencialidad, los cuales les permitan cumplir y vigilar el cumplimiento de sus obligaciones contempladas en este numeral 2.2.3.

2.2.3.7 A menos que en otros numerales de este Reglamento se disponga otra cosa, será permitida:

a) La divulgación, uso o reproducción de información, si en el momento de divulgación, uso o reproducción la información es conocida de manera general sin haber violado la confidencialidad de la misma;

b) El suministro de información confidencial por parte de la *CRIE*, el *EOR*, un *OS/OM* o un *agente del mercado* a:

i. Un directivo, funcionario o empleado del *EOR*, *OS/OM o agente del mercado*, cuando dicha persona requiere la información confidencial para el desempeño adecuado de sus deberes y responsabilidades bajo este Reglamento; o

ii. Un asesor jurídico o de otro tipo, un auditor u otro consultor de la *CRIE*, el *EOR*, un *OS/OM* o *agente del mercado*, cuando dicha persona requiere la información para propósitos contemplados en el *RMER* o dentro de un acuerdo celebrado en cumplimiento del *RMER*.

c) La divulgación, uso o reproducción de información confidencial:

i. Por parte del *agente del mercado* que suministró la información confidencial de acuerdo con el *RMER*;

ii. Con el consentimiento del *agente del mercado* que suministró la información confidencial de acuerdo con el *RMER*; o

iii. En el caso de datos de conciliaciones o de mediciones, por o con el consentimiento del *agente del mercado* relacionado con tales datos.

d) La divulgación, uso o reproducción de información confidencial por requerimiento de cualquier gobierno o ente gubernamental, organismo regulatorio, autoridad o agencia que tenga jurisdicción sobre un *OS/OM* o *agente del mercado* o sus afiliados con respecto a sus actividades dentro del *MER*.

2.2.3.8 Será posible la divulgación, uso o reproducción de información confidencial requerida en relación con procedimientos legales, conciliación, arbitrajes, determinación de expertos u otros mecanismos en relación con el *RMER*, cuando:

a) El suministro de información confidencial es requerido para proteger la salud y seguridad de personas, la integridad de instalaciones o equipos necesarios para asegurar la operación segura y confiable de la *RTR* o para preservar el medio ambiente;

b) La información confidencial suministrada pertenece a un componente no identificable o se presenta como una suma agregada; o

c) El suministro de información confidencial la hace la *CRIE* o el *EOR* a un OS/*OM* o *agente del mercado*, cuando la *RTR* se encuentre en un estado de operación de alerta o de emergencia o cuando el *EOR* anticipa la ocurrencia de dicho estado, y en la medida que el suministro de información confidencial ayudará al *OS/OM* o *agente del mercado* a responder a las condiciones referidas o ayudará al *EOR* a restaurar la *RTR* a un estado de operación normal.

2.2.3.9 Antes de efectuar cualquier suministro de información confidencial en los casos contemplados en los numerales 2.2.3.7 y 2.2.3.8, se deberá informar a los receptores de dicha información la naturaleza confidencial de la misma y realizar todos los esfuerzos razonables, incluyendo pero sin limitarse a la firma de acuerdos de confidencialidad, para garantizar que el receptor mantenga confidencial dicha información y no la use para propósitos distintos a los contemplados en dichos numerales.

2.2.3.10 Antes de efectuar cualquier suministro de información confidencial en los casos contemplados en el numeral 2.2.3.7, deberá darse aviso a la persona relacionada con dicha información, de manera que se le permita controvertir tal acción o conciliar los términos y condiciones de la misma.

2.2.3.11 Al efectuar cualquier suministro de información confidencial en los casos contemplados en el numeral 2.2.3.8, deberá darse aviso, tan pronto como sea posible, a la persona relacionada con dicha información.

2.2.4 Condiciones de Acceso

2.2.4.1 Todo *OS/OM, agente del mercado* y cualquier otra persona que consulte, recupere o almacene la información publicada o puesta a disposición, a través de cualquier medio, por la *CRIE* o el *EOR*, se hará responsable de la consulta, recuperación o almacenamiento de dicha información por su propia cuenta.

2.2.4.2 Cuando un *agente del mercado* o cualquier otra persona realice una solicitud de suministro de información que se encuentre en posesión o bajo el control de la *CRIE* o el *EOR*, éstos podrán suministrar la información solamente si consideran que no están limitados por este Reglamento para suministrarla.

2.2.4.3 Además de cualquier obligación específica del *EOR* de suministrar información contemplada en el *RMER*, el *EOR* podrá suministrar a los *OS/OMS*, los *agentes del mercado* o cualquier otra persona, la información solicitada por éstos y relacionada con la operación del *MER* que no tenga carácter confidencial. El *EOR* determinara el plazo de entrega de la información y recuperará el costo de suministro de dicha información mediante el cobro directo de la misma al solicitante.

2.2.4.4 La información que se encuentre disponible por medios electrónicos podrá ser suministrada en formato sólo lectura.

2.2.4.5 Si la *CRIE* o el *EOR* permiten el acceso a información confidencial a través de medios de comunicación electrónicos, dicha entidad implementará protocolos de control de acceso y de seguridad.

2.3 Informes de los organismos regionales

2.3.1 Informe de Regulación del *MER*

2.3.1.1 El *EOR* deberá elaborar periódicamente un Informe de Regulación en donde identifique los problemas detectados durante la administración y operación del *MER* y proponga soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones al *RMER*. Este Informe deberá ser sometido a consideración de la *CRIE* y publicado por el *EOR* de manera semestral, o en cualquier momento de manera extraordinaria cuando se presenten cambios o situaciones imprevistas que requieran un análisis inmediato por parte de la *CRIE*.

2.3.1.2 El Informe de Regulación del *EOR* deberá incluir, como mínimo, los criterios seguidos en la implementación y aplicación de la *Regulación Regional*, los inconvenientes encontrados durante la administración y operación del *mercado* y las diferencias que hayan surgido con los *OS/OMS* o con los *agentes* del *MER* en la aplicación de la *Regulación Regional*.

2.3.1.3 En el Informe de Regulación, el *EOR* propondrá procedimientos operativos para ser aprobados por la *CRIE*, identificará distorsiones y otros problemas que afecten la administración y operación eficiente del *mercado* y con base en sus análisis propondrá mejoras, incluyendo recomendaciones de modificaciones al *RMER* si lo considera necesario. En dicho Informe el *EOR* incluirá las observaciones y solicitudes de modificaciones a los Libros provenientes de los *OS/OMS* y de los *agentes del mercado*, junto con su opinión sobre las mismas.

2.3.1.4 El Informe de Regulación del *MER* deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1 y las propuestas y solicitudes de modificaciones al *RMER* de los *agentes del mercado* y los *OS/OMS* serán tramitadas de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.8.4.2 El reglamento interno del *EOR* deberá contener las guías y procedimientos para la presentación del Informe de Regulación.

2.3.2 Informe de Diagnóstico del *MER*

2.3.2.1 La *CRIE* analizará continuamente la evolución y resultados del *MER* y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del *MER* con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del *MER* recogerá los análisis de la *CRIE* y las observaciones y propuestas presentadas por el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* en los Informes de Regulación del *MER*, incluyendo las solicitudes de modificaciones al *RMER*.

2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la *CRIE* evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la *Regulación Regional*, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del *Mercado*. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la *CRIE* podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al *RMER*.

2.3.2.3 Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al *RMER*, la *CRIE* podrá solicitar la asistencia del *EOR*, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la *CRIE* deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe de Diagnóstico.

2.3.2.4 El Informe de Diagnóstico del *MER* deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las propuestas de modificaciones al *RMER* deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.

2.4 Base de Datos Regional

2.4.1 El *EOR* desarrollará, mantendrá y administrará una *Base de Datos Regional* estructurada según un modelo integrado de datos, que contendrá toda la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones y el registro de los resultados y la evolución del *MER* para información de los interesados.

2.4.2 La información que contendrá la *Base de Datos Regional* será la establecida en el *RMER* y aquélla adicional que el *EOR* requiera para el desarrollo de sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades. El manejo y acceso a toda la información contenida en la *Base de Datos Regional* se ajustará a lo dispuesto en el numeral 2.2.

2.4.3 La estructura de la *Base de Datos Regional* preverá como mínimo la organización de la información en una base de datos comercial y una base de datos operativa que contengan todos los datos necesarios para la administración del *Mercado*, el *planeamiento operativo*, los estudios de *seguridad operativa* y la operación coordinada del *SER* por parte del *EOR*, de conformidad con lo establecido en el *RMER*. La *Base de Datos Regional* permitirá el almacenamiento, procesamiento, registro e intercambio de la información relevante para el desarrollo de, al menos, los siguientes procesos del *MER*:

a) *Predespachos* Regional y Nacionales;

b) *Operación en Tiempo Real;*

c) *Posdespacho Regional;*

d) *Conciliación, Facturación y Liquidación de Transacciones;*

e) *Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa;*

f) *Planeamiento Indicativo de la Expansión Regional;*

g) *Sistema de Planeamiento de la Transmisión Regional;*

h) *Sup*ervisión y Vigilancia del *Mercado; y*

i) Información histórica proveniente del intercambio de información entre *centros de control*.

2.4.4 La *Base de Datos Regional* se actualizará principalmente con información producida por el *EOR* y con información suministrada por los *OS/OMS*, los adquiridos por medio del SCADA y la información de los *agentes del mercado*, los cuales podrán realizar la actualización en forma automática desde sus propias bases de datos. La información proporcionada por los *agentes de mercado* será enviada a través de su *OS/OM*. Los plazos para la actualización de la información de la *Base de Datos Regional* serán los definidos en este Reglamento.

2.4.5 El *EOR*, después de consultar con los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*, deberá definir procedimientos de comunicación para el intercambio de información con los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*, especificando el tipo, formato y plazos en que se deberá suministrar la información. Periódicamente, y después de consultar con los *OS/OM* y *agentes del mercado*, el *EOR* podrá revisar y modificar los procedimientos de comunicación del *Mercado*.

2.4.6 Con respecto a la información suministrada por los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* con destino a la *Base de Datos Regional*, el *EOR* definirá un procedimiento de revisión y objeciones, de acuerdo con cada tipo de información, con el propósito de verificar la consistencia de la misma e identificar errores de trascripción y comunicación. En todo caso, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* serán responsables de la información suministrada.

2.4.7 El *EOR* mantendrá como parte de la *Base de Datos Regional*, la información de la *Regulación Regional*, incluyendo el *Tratado Marco* y sus *Protocolos*, el *RMER* y la reglamentación asociada expedida por la *CRIE*. Así mismo, mantendrá en la *Base de Datos Regional* los Informes Operativos y del *Mercado*.

2.4.8 El *EOR* dará acceso a su Base *de Datos Regional* por medio de su sitio de Internet.

3. Agentes del MER

3.1 Alcance del Capítulo 3

Este capítulo establece los derechos y obligaciones de los *agentes del mercado* incluyendo los requisitos para realizar transacciones en el *MER*.

3.2 Agentes del Mercado

3.2.1 Son *agentes del MER* las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores, habilitados para participar en el *MER*, según lo establecido en este *RMER*.

3.2.2 De conformidad con lo dispuesto en el *Tratado Marco*, los *agentes del MER* que son empresas de transmisión regional deberán dedicarse exclusivamente a la actividad de transmisión de energía y no podrán participar en las otras actividades mencionadas en el numeral anterior.

3.2.3 En cumplimiento de lo dispuesto en el *Tratado Marco*, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico, o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el *Mercado*, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad.

3.2.4 Cualquier persona natural o jurídica que pretenda inyectar o retirar energía desde o hacia países no miembros, deberá solicitar su *habilitación* como *agente* en el mercado nacional del país donde se encuentre ubicado el nodo de la *RTR* terminal de un *enlace extraregional* del *MER*.

3.3 Derechos y Obligaciones de los Agentes

3.3.1 Un *agente del mercado* tendrá derecho a:

a) Comprar y vender energía en el *MER* libremente y sin discriminación alguna de conformidad con la regulación nacional y regional. Las *empresas de transmisión regional* tendrán como único fin la actividad de transmisión o transporte de energía eléctrica;

b) Participar en el *Mercado de Oportunidad Regional* y en el *Mercado de Contratos Regional* a nivel regional, sujeto a lo dispuesto en el literal (a);

c) Solicitar a través de su *OS/OM*, dentro de los plazos establecidos en este Reglamento, que el *EOR* revise los resultados de cualquier transacción comercial en la cual el *agente* crea que se cometió un error de cálculo o de aplicación del *RMER*;

d) Recibir una remuneración por el uso de terceros de instalaciones de su propiedad que pertenezcan a la *RTR*, en el caso de los *agentes transmisores*;

e) Presentar, a través del *OS/OM* correspondiente, propuestas de modificaciones al *RMER* y ser consultado sobre propuestas de otros *agentes*, *OS/OMS* o el *EOR*;

f) [49]Presentar ante el *EOR*, de acuerdo al procedimiento establecido para tal fin en el Libro IV, el recurso de reconsideración sobre los actos generales del EOR y sobre aquellos que lo afecten de manera particular.

g) Acudir ante la *CRIE* para la resolución de controversias relacionadas con el *RMER*;

h) Impugnar las decisiones de la *CRIE* de carácter particular que lo afecten, mediante la utilización del recurso de reposición; y

i) Al debido proceso en el evento de investigaciones realizadas por la *CRIE*.

3.3.2 Un *agente del mercado* estará obligado a:

[49] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

a) Pagar de manera oportuna los cargos por servicios del *EOR* y la *CRIE* que se establezcan en el *RMER*;

b) Pagar de manera oportuna los cargos resultantes de sus transacciones y por los servicios recibidos en el *MER*;

c) Permitir el acceso a sus instalaciones de representantes designados por el *EOR* o la *CRIE* para efectuar las inspecciones y auditorias que se establezcan en el *RMER*;

d) Cumplir con los requisitos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial establecidos en el *RMER*;

e) Realizar, en coordinación con el *OS/OM* respectivo, las pruebas técnicas requeridas por el *EOR*;

f) Realizar las maniobras de sus equipos de acuerdo con lo dispuesto en la *Regulación Regional*, siguiendo las instrucciones de los respectivos *OS/OMS* bajo la coordinación del *EOR*;

g) Constituir y mantener los montos de *garantías de pago* que sean requeridas por el *RMER* e informar al *EOR* y al *OS/OM* los cambios a las condiciones de las garantías;

h) Cumplir las sanciones y pagar las multas impuestas por la *CRIE*, previstas en los *Protocolos* y el Libro IV del *RMER*; y

i) Mantener y entregar a su respectivo *OS/OM* toda la información requerida en este Reglamento.

3.3.3 Los *agentes transmisores* tendrán las obligaciones con respecto a sus instalaciones que se detallan en el Capítulo 3 del Libro III.

3.3.4 El *agente del mercado* deberá proveer *garantías de pago* como se establece en el numeral 1.9 del Libro II del *RMER, c*omo condición para realizar transacciones en el *MER* con el fin de asegurar la liquidez del *MER*.

3.3.5 Por efecto de su *habilitación* para participar en el *MER*, cada *agente del mercado* reconoce y acepta que el *EOR* tendrá la facultad de representarlo ante los demás *agentes del mercado*, los *OS/OMS* y la *CRIE* para efectos de la *conciliación*, *facturación* y *liquidación* de las transacciones comerciales y otras obligaciones de pago en el *MER*, de conformidad con lo establecido en el presente Reglamento.

3.4 Requisitos para realizar transacciones en el MER

3.4.1 Cualquier *agente* que desee realizar transacciones en el *MCR* y/o en el *MOR* deberá presentar al *EOR*, a través de su *OS/OM*, lo siguiente:

a) Solicitud de autorización para realizar transacciones en el *MER*;

b) Constancia de estar debidamente habilitado en el mercado nacional para participar en transacciones internacionales, extendida por el *OS/OM* o la autoridad correspondiente;

c) Constancia emitida por su *OS/OM* que certifique el cumplimiento de los requisitos técnicos aplicables, según el tipo de *agente del mercado*, a que se refiere el numeral 3.5; y

d) Garantía mínima de pago en el *MER* conforme a lo establecido en los numerales 1.9.1 y 1.9.2 del Libro II del RMER.

3.4.2 El *EOR*, en un plazo de cinco (5) días hábiles, a partir de la recepción de la solicitud de realizar transacciones en el *MER*, deberá requerir al *OS/OM* del país del solicitante cualquier información o aclaración adicional que se requiera como soporte de la solicitud, cuando en opinión del *EOR*, la misma esté incompleta o contiene información con respecto a la cual se requiere aclaración.

3.4.3 Si la información adicional o aclaración requerida por el *EOR*, conforme al numeral anterior, no es proporcionada a satisfacción del *EOR* en un plazo de diez (10) días hábiles, a partir de la notificación de información o aclaración adicionales, se considerará que el agente ha desistido de la solicitud de realizar transacciones y el *EOR* dará por caducado el trámite y archivará la solicitud.

3.4.4 El *EOR*, en un plazo máximo de treinta (30) días a partir la recepción de la solicitud o de la información o aclaración adicional requerida conforme al numeral 3.4.2, mediante una comunicación por escrito, con la explicación de motivos, autorizará al agente para realizar transacciones en el *MER* y notificará al *OS/OM* correspondiente, siempre y cuando el solicitante a través de su *OS/OM* haya acreditado ante el *EOR* el cumplimiento de los requisitos contenidos en el numeral 3.4.1.

3.4.5 Si el solicitante no ha cumplido con los requisitos establecidos en el numeral 3.4.1, el *EOR*, en un plazo máximo de treinta (30) días a partir de la recepción de la solicitud o de la información o aclaración adicional requerida conforme al numeral 3.4.2, mediante una comunicación por escrito, con explicación de motivos, negará la solicitud de realizar transacciones en el *MER* y notificará al *OS/OM* correspondiente.

3.4.6 Los *agentes del mercado* deberán notificar inmediatamente al *EOR*, a través de su *OS/OM*, cualquier cambio en su información relacionada con la solicitud de autorización para realizar transacciones en el *MER*. El *EOR* remitirá a la *CRIE* esta información.

3.4.7 La *CRIE* evaluará, en un período máximo de treinta (30) días, la información relacionada con el numeral 3.4.6, a partir de la fecha de recepción de la información y verificara que la misma cumple con la *Regulación Regional*. La *CRIE* emitirá por resolución la decisión a seguir con relación a dicho agente.

3.5 Requisitos Técnicos

3.5.1 Para que un *agente del mercado* pueda ser autorizado para realizar transacciones de inyecciones o retiros de energía en el *MER*, son requisitos indispensables los siguientes:

a) Que disponga de un equipo de medición propio, compartido o autorizado por su propietario, que cumpla con los requisitos establecidos en el Anexo 1 del Libro II del *RMER* "*Sistema de Medición Comercial Regional*" en el punto de la *RTR* en el cual el *agente* va a realizar inyecciones o retiros de energía; y

b) Que dicho equipo de medición deberá estar registrado ante el *EOR*, de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1 del Libro II del *RMER* "*Sistema de Medición Comercial Regional*".

3.5.2 Cada *agente del mercado* autorizado para realizar transacciones en el *MER* deberá asegurar que los equipos e instalaciones que utilice cumplan los requisitos técnicos aplicables establecidos en la *Regulación Regional*, garantizando que en todo momento los equipos e instalaciones conectados a la *RTR*:

a) Cumplen los requisitos de medición comercial señalados en el Anexo 1 del Libro II del *RMER* "*Sistema de Medición Comercial Regional*"; y

b) Cumplen las normas de diseño para instalaciones conectadas a la *RTR* definidas en el Libro III del *RMER.*

3.5.3 [50]Los equipos e instalaciones de medición que utilice cada *agente* que solicite ser autorizado para realizar transacciones en el *MER*, como condición para obtener dicha autorización conforme al numeral 3.4, deberán cumplir con lo establecido en el Anexo 1 del Libro II del *RMER* "*Sistema de Medición Comercial Regional*";

3.6 Requisitos para dejar de realizar transacciones en el *MER*

3.6.1 Un *agente del mercado* que desee no continuar realizando transacciones en el *MCR* y en el *MOR*, deberá comunicarlo por escrito al *EOR* y la *CRIE*, a través de su *OS/OM*. La comunicación especificará la fecha en la que el *agente del mercado* tiene intención de no continuar realizando transacciones en el *MER.*

3.6.2 Después de recibir la comunicación a la cual se refiere el numeral anterior, el *EOR* deberá informar a los otros *OS/OMS* y publicar que ha recibido dicha comunicación y que el agente que remitió la comunicación ha declarado su intención de no continuar realizando transacciones en el *MER* a partir de la fecha especificada en la misma.

3.6.3 Sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.6.4, el *agente del mercado* dejará de realizar transacciones en el *MER* en la fecha especificada en la comunicación dada según el numeral 3.6.1, la cual no podrá ser inferior a tres (3) meses contados a partir de haber recibido dicha

[50] Modificado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

comunicación o de la última transacción realizada por el agente, cualquiera sea el último de estos eventos.

3.6.4 Un *agente del mercado* que ha remitido una comunicación conforme al numeral 3.6.1, podrá dejar de hacer transacciones en el *MER*, si ha efectuado todos los pagos que deban ser realizados por él o a su nombre de acuerdo con el *RMER*; hasta tanto no se realicen dichos pagos deberán mantenerse vigentes las *garantías de pago* a que se refiere el numeral 3.3.4.

3.6.5 Si por cualquier motivo, después de aceptado el retiro del agente para realizar transacciones en el *MER*, sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.6.4, resultan saldos a favor o en contra del mismo en el *MER*, éstos serán incluidos en su DTER y posteriormente le serán facturados y liquidados.

3.7 Retiro definitivo de Agentes

3.7.1 Un *agente del mercado* que desee cesar su participación en el *MER*, deberá comunicarlo por escrito al *EOR* y la *CRIE*, a través de su *OS/OM*. La comunicación especificará la fecha en la que el *agente del mercado* tiene intención de retirarse del *MER*.

3.7.2 Después de recibir la comunicación a la cual se refiere el numeral anterior, el *EOR* deberá informar a los otros *OS/OMS* y publicar que ha recibido dicha comunicación y que el agente que remitió la comunicación ha declarado su intención de retirarse del *MER* a partir de la fecha especificada en la misma.

3.7.3 Sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4, el *agente del mercado* cesará su participación en el *MER* en la fecha especificada en la comunicación dada según el numeral 3.7.1, la cual no podrá ser inferior a tres (3) meses contados a partir de haber recibido dicha comunicación o de la última transacción realizada por el agente, cualquiera sea el último de estos eventos.

3.7.4 Un *agente del mercado* que ha remitido una comunicación conforme al numeral 3.7.1, sólo podrá retirarse del *MER* si se ha retirado de su mercado nacional y cuando haya efectuado todos los pagos que deban ser realizados por él o a su nombre de acuerdo con el *RMER*; hasta tanto no se realicen dichos pagos deberán mantenerse vigentes las *garantías de pago* a que se refiere el numeral 3.3.4.

3.7.5 Si por cualquier motivo, después del retiro de un *agente del mercado* sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4, resultan saldos a favor del mismo en el *MER*, éstos serán conciliados, facturados y liquidados en el *MER* entre todos los *agentes* en forma proporcional a sus transacciones.

3.7.6 Si por cualquier motivo, después del retiro de un *agente del mercado* sujeto a lo dispuesto en el numeral 3.7.4 y después de ejecutada la *garantía* de *pago*, resultan saldos a cargo del mismo en el *MER*, éstos serán cubiertos a través de un seguro del *EOR* y serán conciliados, facturados y liquidados entre todos los *agentes* afectados en forma proporcional hasta la cobertura del seguro.

3.8 Suspensión de Agentes

3.8.1 Si un Agente incurre en infracciones y después de seguido el debido proceso conforme al Libro IV del *RMER*, la *CRIE* emite una orden de suspensión de dicho *agente del mercado*, la participación en el *MER* de ese *agente del mercado* se suspenderá por el plazo especificado en la orden o hasta que la *CRIE* notifique que la misma ha sido revocada.

3.8.2 Una vez se expida una orden de suspensión de un *agente del mercado*, la *CRIE* publicará la orden conforme al numeral 1.8.1, notificará al agente suspendido e informará al *EOR* y al respectivo *OS/OM* de la suspensión del *agente del mercado*.

3.8.3 Por efecto de la orden de suspensión, y a partir del día siguiente de la notificación de la misma conforme al numeral 3.8.2, se suspenderá la participación del *agente del mercado* en el *MER* de la manera especificada en la orden de la *CRIE*, suspendiendo uno o varios de los derechos establecidos en el numeral 3.3.1, con excepción de los señalados en los literales (h), (i) y (j) de dicho numeral.

3.8.4 [51]Un agente que haya sido suspendido del MER, permanecerá sujeto a todas las obligaciones y responsabilidades que haya asumido en cumplimiento del RMER.

3.9 Registro de Agentes

3.9.1 La *CRIE* establecerá, mantendrá, actualizará y publicará un registro de *agentes* del *MER* que contenga:

a) Una lista de todos los *agentes del mercado* habilitados con su información de contacto*;*

b) Una lista de todos los *agentes del mercado* autorizados para realizar transacciones en el *MER*;

c) Una lista de todos los *agentes del mercado* que se encuentren suspendidos del *MER*, el momento a partir del cual sus derechos fueron suspendidos y el período de suspensión;

d) Una lista de todos los *agentes* que se retiraron del *MER* actualizado al último mes con la fecha a partir de la cual cesaron su participación en el *MER*;

e) Una lista de todos los *agentes del mercado* que se retirarán del *MER* y la fecha a partir de la cual cesarán su participación en el *MER*; y

f) Una lista de todos los *agentes del mercado* que dejarán de realizar transacciones en el *MER* y la fecha a partir de la cual cesarán su participación en el *MER*.

[51] Modificado mediante la Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo del 2017.

3.10 Cargos del Mercado

3.10.1 La *CRIE* elaborará y aprobará la metodología para la fijación del *Cargo por Servicios de Operación del Sistema* aplicando el siguiente procedimiento:

a) La *CRIE* definirá y publicará la metodología que propone adoptar para la fijación de los *Cargo por Servicios de Operación del Sistema* y recibirá los comentarios de la misma por parte del *EOR*, siguiendo los procedimientos de consulta establecidos en el numeral 1.8.4.4;

b) La metodología propuesta de los cargos incluirá los componentes de los requerimientos de ingreso de acuerdo con el presupuesto anual del *EOR*, la estructura de los cargos y la asignación de los mismos. En la publicación se incluirá una evaluación de como la metodología propuesta cumple con los principios de simplicidad, transparencia, eficiencia económica y suficiencia financiera; y

c) Después de revisar los comentarios recibidos y haber introducido, si es el caso, modificaciones a la propuesta de metodología de fijación de cargos, la *CRIE* expedirá una resolución con la metodología de fijación de cargos que estará vigente a partir del primero de enero del siguiente año.

3.10.2 El Cargo por el Servicio de Regulación del *MER* será definido de conformidad con lo establecido en el *Tratado Marco* y sus *Protocolos*.

3.10.3 La *CRIE* fijará una (1) vez al año, mediante resolución, los cargos que deberán pagar los *agentes del mercado* por el Servicio de Regulación del *MER* y por *Cargo por Servicios de Operación del Sistema*. En casos excepcionales y debidamente justificados, la *CRIE* podrá realizar ajustes a estos cargos.

3.10.4 El *EOR* se encargará de incluir los *Cargos por los Servicios de Regulación del MER* y de *Operación del Sistema* en el *Documento de Transacciones Económicas Regionales* y será responsable de la *facturación* y *liquidación* de los respectivos pagos, de la manera establecida en el Libro II del *RMER*.

3.10.5 La *facturación* de los *Cargos por el Servicio de Regulación del MER* y *Cargo por Servicios de Operación del Sistema* será realizada en documentos de cobro separados de los cargos por transacciones realizadas en el *MER*, de la manera establecida en el Libro II del *RMER*.

3.10.6 Presupuesto del *EOR*

3.10.6.1 El presupuesto anual del *EOR* será elaborado por este ente y propuesto a la *CRIE* para su aprobación a más tardar el primero (1) de noviembre del año precedente. El proceso de elaboración del presupuesto del *EOR* se realizará de conformidad con lo establecido en los procedimientos del *EOR*.

3.10.6.2 La *CRIE* podrá aceptar u objetar el presupuesto del *EOR* con justa causa y lo comunicará al *EOR* a más tardar el quince (15) de noviembre. Los motivos de las objeciones serán debidamente documentados por la *CRIE*.

3.10.6.3 Si el presupuesto del *EOR* es objetado por la *CRIE*, el *EOR* dispondrá de quince (15) días a partir del recibo de las objeciones de la *CRIE* para aceptar o presentar sus observaciones a la decisión tomada por la *CRIE*.

3.10.6.4 Si el *EOR* presenta comentarios a las objeciones de la *CRIE*, esta última entidad dispondrá de quince (15) días a partir del momento de la recepción de comentarios para dar a conocer su decisión final sobre el presupuesto del *EOR*, decisión que será de obligatorio cumplimiento para el *EOR*. Previo a su aprobación definitiva, el presupuesto del *EOR* deberá ser publicado por la *CRIE* conforme al numeral 1.8.1.

3.10.6.5 En caso que el Presupuesto del *EOR* no sea aprobado previo al primero de enero del año en vigencia, el *EOR* aplicará el cargo y el gasto correspondiente al presupuesto aprobado del año inmediato anterior, hasta que la *CRIE* apruebe el nuevo presupuesto.

3.10.6.6 Durante la ejecución anual del presupuesto, el *EOR* podrá solicitar a la *CRIE* ajustes presupuestarios por causas debidamente justificadas.

3.10.7 Presupuesto de la *CRIE*

3.10.7.1 Cada año, a más tardar en el mes de noviembre, la *CRIE* aprobará, mediante resolución, su presupuesto del año siguiente con criterio de eficiencia económica, administrativa y de transparencia. El presupuesto previo a su aprobación definitiva deberá ser hecho público a través de su página electrónica, durante un período de quince días calendario.

3.10.7.2 La *CRIE* deberá contratar una auditoría independiente sobre sus ingresos, gastos y la totalidad de su presupuesto, la cual será de acceso público. La CRIE podrá auditar al EOR y a los Operadores del Sistema y del Mercado nacionales de cada uno de los países miembros de la Comisión, acerca de los ingresos que por razón del cargo de regulación realicen.

Libro II
De la Operación Técnica y Comercial

1. Operación Comercial del MER

1.1 Alcance del Capítulo 1

La operación comercial del *MER* comprende la organización, procedimientos y reglas que rigen las transacciones entre los distintos *agentes del mercado*. En este capítulo se establecen los productos y servicios del *MER*, los tipos y características de las transacciones comerciales y la determinación de las cantidades y precios de las mismas. En este capítulo también se definen normas sobre la administración y la información comercial del *Mercado Eléctrico Regional*.

1.2 Organización General

El *Mercado Eléctrico Regional* es un mercado mayorista de electricidad superpuesto a los mercados eléctricos nacionales. El *Mercado* operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo producto de un despacho económico regional coordinado con los despachos económicos nacionales y con contratos de compra y venta de energía entre los *agentes del mercado*.

1.2.1 Productos y Servicios del MER

Los productos y servicios ofrecidos en el *MER* comprenden la energía eléctrica, los *servicios auxiliares*, los *servicios de transmisión regional*, el *servicio de operación del sistema* y *el servicio de regulación del MER.*

1.2.2 Tipos de Transacciones

1.2.2.1 Las transacciones de energía en el *MER* se realizan por *período de mercado*, bien sea en el *Mercado de Contratos Regional*, a través de compromisos contractuales entre *agentes del mercado*, o en el *Mercado de Oportunidad Regional*, con base en ofertas de inyección y retiro de energía en los nodos de la *RTR*. Los compromisos asociados con los contratos y las ofertas de inyección y retiro en el *Mercado de Oportunidad Regional* se informan el día anterior a la operación del *MER.*

1.2.2.2 El *Mercado de Contratos Regional*, *MCR*, está conformado por diferentes tipos de contratos, los cuales se identifican mediante tres (3) características no excluyentes, de acuerdo con los riesgos asumidos por las partes en cada uno de ellos:

a) La prioridad de suministro de la energía eléctrica comprometida, ya sean *Contratos Firmes* o *Contratos No Firmes*;

b) El tipo de relación contractual, bien se trate de *Contratos No Firmes Financieros* o *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*; y

c) El cubrimiento del riesgo de precio de los cargos de transmisión asociados a la entrega de la energía, ya sea a través de *derechos de transmisión* o con *ofertas de pago máximo por CVT*.

1.2.2.3 Las partes de los contratos regionales tendrán libertad para definir los precios y condiciones de los compromisos contractuales que adquieren, de acuerdo con su propia percepción de riesgo.

1.2.2.4 El Mercado de Oportunidad Regional, MOR, se basa en ofertas diarias de inyección y retiro de energía en nodos específicos de la RTR, para cada período de mercado.

1.2.2.5 El Mercado de Oportunidad Regional comprende:

a) Las *transacciones de oportunidad programadas* (*TOP*) en el *predespacho regional* para cada *período de mercado*, un día antes de la operación; y

b) Las transacciones producto de las *desviaciones en tiempo real* de las inyecciones y retiros programados (*TDTR*), para cada *período de mercado*

1.2.3 Período de Mercado

1.2.3.1 El *período de mercado* es de una hora. En cada uno de ellos tendrá efecto la programación de las transacciones, el despacho de energía y la *conciliación* de las transacciones realizadas, tanto en precio como en cantidades.

1.3 Mercado de Contratos Regional

1.3.1 Propósito y Características

1.3.1.1 El *Mercado de Contratos Regional* tiene por objeto dotar a los *agentes* del *MER* de instrumentos para manejar los riesgos de suministro y precio de la energía en el *mercado regional* y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional.

1.3.1.2 El *Mercado de Contratos Regional* comprende los contratos, entre *agentes del mercado*, de inyección y retiro de energía eléctrica en nodos de la *RTR*, validados por los *OS/OM* y sujetos a las reglas para su administración y despacho establecidas en este Libro.

1.3.1.3 Los *OS/OM* validarán los contratos de conformidad con el marco jurídico y regulatorio de su país. Los contratos regionales deberán igualmente cumplir con lo establecido en la *Regulación Regional*

1.3.1.4 Todas las transacciones en el *Mercado de Contratos Regional* se realizaran entre los nodos de inyección y nodos de retiro en la *RTR*.

1.3.1.5 Los compromisos adquiridos en el *Mercado de Contratos Regional* podrán cumplirse por medio de inyecciones y retiros de energía en el *Mercado de Oportunidad Regional*.

1.3.1.6 La parte vendedora de un contrato regional deberá cumplir su compromiso de venta en el nodo especificado en el contrato e informado al *EOR*, bien sea utilizando energía propia que inyecte en su nodo de la *RTR* y/o con compras en el *Mercado de Oportunidad Regional* si como resultado del *predespacho regional* su inyección programada es inferior al compromiso contractual.

1.3.1.7 La parte compradora de un contrato regional cumplirá su compromiso de compra en el nodo especificado en el contrato e informado al *EOR*, bien sea retirando la energía en su nodo de la *RTR* y/o con ventas en el *Mercado de Oportunidad Regional* si como resultado del *predespacho regional* su retiro programado es inferior al compromiso contractual.

1.3.1.8 Para efectos del cálculo de las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional*, los contratos regionales se considerarán por la totalidad del compromiso contractual informado al *EOR*, sujetos a la condición de reducción de compromisos contractuales definida en el numeral 1.3.7.5 c).

1.3.1.9 El *EOR* realizará la *conciliación* de las cantidades de energía de las transacciones por contratos regionales. Mientras que la *facturación* y *liquidación* de dichas transacciones, así como las *garantías de pago* de la parte compradora a la parte vendedora serán responsabilidad de las partes del contrato.

1.3.2 Tipos de Contratos

1.3.2.1 De acuerdo con la firmeza de entrega de la energía comprometida existen dos (2) tipos de contratos en el *MER*: *(i)* los *Contratos Firmes*, que establecen prioridad de suministro para la parte compradora de conformidad con lo establecido en el numeral 1.3.4.1 d) y e); y *(ii)* los *Contratos No Firmes* que no establecen prioridad de suministro para la parte compradora.

1.3.2.2 Los *Contratos No Firmes* pueden ser de dos tipos: *(i)* Financieros, los cuales no afectan el *predespacho regional* y sólo se tienen en cuenta para efecto de la *conciliación* de transacciones, y *(ii)* Físicos Flexibles, los cuales son compromisos físicos de energía que pueden ser flexibilizados en el *predespacho regional* mediante *ofertas de oportunidad* asociadas a los contratos.

1.3.2.3 Los *Contratos Firmes* deben tener asociados *derechos de transmisión* entre los nodos de inyección y retiro. Los *Contratos No Firmes* del tipo *Físico Flexible* pueden tener asociadas *ofertas de pago máximo por CVT* y/o *ofertas de flexibilidad* asociadas a la energía comprometida en el contrato.

1.3.2.4 [52]De acuerdo con la clasificación anterior, los siguientes son los tipos de contratos disponibles en el *MER*:

a) *Contrato Firme*: con *derechos de transmisión*;

b) *Contrato No Firme Financiero: Contrato No Firme sin ofertas asociadas; y*

c) *Contrato No Firme Físico Flexible: Contrato No Firme con ofertas de flexibilidad* y adicionalmente podrá tener asociadas *ofertas de pago máximo por CVT*.

1.3.3 Requisitos

1.3.3.1 Los términos, precios y condiciones de los contratos regionales serán libremente pactados entre las partes compradora y vendedora, con sujeción a los requerimientos establecidos en este Libro.

1.3.3.2 Las partes de los contratos regionales serán las únicas responsables por el cumplimiento de la totalidad de las obligaciones y compromisos adquiridos en los contratos. Las únicas funciones a cargo del *EOR* en relación con los contratos serán las establecidas en este Libro.

1.3.3.3 Los contratos regionales sólo podrán celebrarse entre *agentes* de diferentes *países miembros*.

1.3.3.4 La duración mínima de los contratos regionales será de un (1) día, subdividido en los *períodos de mercado*.

[52] Mediante la Resolución CRIE-P-04-2014, emitida el 06 de marzo del 2014, se aprobó un *Mecanismo Transitorio para la asignación de los Derechos Firmes de Transmisión en los contratos con prioridad de suministro*, mediante el cual se definen los *contratos con prioridad de suministro*. Mediante Resolución CRIE-P-26-2014, emitida el 30 de septiembre de 2014, se aprobó el *Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes*. Mediante Resolución CRIE-P-20-2015, de 25 de junio de 2015, se modificó los literales D8 y D9 de Anexo 2 del Procedimiento de Aplicación de Los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes. Mediante el resuelve cuarto de la Resolución CRIE-46-2015, emitida el 11 de noviembre de 2015, quedaron vigentes operativamente los CRPS asignados previamente hasta que finalizara el período de los DF asociados a esos contratos.

1.3.3.5 La parte vendedora y/o compradora de un contrato regional, que sea informada al *EOR*, deberá tener las suficientes *garantías de pago* en el *MER*, conforme al numeral 1.9, para respaldar las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional*, cargos de *servicios de transmisión* y otros cargos que pudiesen resultar del cumplimiento del contrato.

1.3.3.6 Ambas partes de un contrato regional deberán informar diariamente al *EOR*, a través de sus respectivo *OS/OMS*, el tipo de contrato y suministrar la información establecida en los numerales 1.3.4.3, 1.3.6.1 y 1.3.7.4 de acuerdo con el tipo de contrato.

1.3.4 [53]Contratos Firmes

1.3.4.1 Características

a) En un *Contrato Firme* la parte vendedora se compromete a vender *energía firme* a la parte compradora en el nodo de retiro de la *RTR* designado en el contrato;

b) La energía vendida en un *Contrato Firme* regional hará parte de las transacciones del *MER* y será considerada como *energía firme* en el país donde se ubica el nodo de retiro de la parte compradora. La energía comprometida en un *Contrato Firme* regional no podrá ser comprometida en un contrato nacional;

c) Una de las partes de un *Contrato Firme* regional, designada en el contrato, deberá ser el titular de los *derechos de transmisión* entre los respectivos nodos de inyección y retiro del contrato, en el sentido del nodo de inyección hacia el nodo de retiro;

d) [54]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.

f) La *CRIE*, en coordinación con el *EOR*, la entidad reguladora y el *OS/OM* de cada país, calculará la cantidad de *energía firme* que puede ser transada en contratos regionales, por períodos de tiempo apropiados para cada país.

1.3.4.2 Registro

a) Todo *Contrato Firme* regional deberá ser registrado por las partes ante el *EOR*, a través de los respectivos *OS/OMS*, suministrando la información señalada en el literal

[53] Mediante Resolución CRIE-P-17-2012, emitida el 08 de octubre de 2012, se dejó temporalmente suspendida la aplicación de los contratos firmes. Mediante Resolución CRIE-46-2015, emitida el 11 de noviembre de 2015, se aprobó el *Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes*. Modificada por la Resolución CRIE-7-2017, del 09 de marzo del 2017. La Resolución CRIE-37-2017, de 14 de agosto de 2017 reguló un Procedimiento de Reintegro Económico por DF.

[54] El concepto de energía firme ha sido regulado en la Resolución CRIE-P-18-2014, emitida el 21 de agosto del 2014.

b). El *EOR* mantendrá el registro de todos los *Contratos Firmes* vigentes en el *MER* y lo hará público*;*

b) La información presentada para el registro de un *Contrato Firme* regional deberá identificar claramente la parte compradora y la parte vendedora, la *energía firme contratada* que corresponde a la máxima energía comprometida en un *período de mercado* durante la duración efectiva del contrato y desagregada a nivel mensual, los nodos de la *RTR* de inyección y retiro de la energía contratada, los *derechos de transmisión* asociados con el contrato y la parte poseedora de dichos derechos, y las fechas de inicio y finalización del contrato; y

c) Los *Contratos Firmes* deberán registrarse en un plazo de por lo menos tres (3) días antes de la fecha prevista para el inicio de su ejecución.

1.3.4.3 Coordinación de información

a) Los compromisos asumidos en los *Contratos Firmes* regionales deberán ser informados diariamente al *EOR*, a través de los *OS/OMS* de las partes compradora y vendedora, tal como se indica en este numeral 1.3.4.3*;*

b) Ambas partes declararán diariamente a sus respectivos *OS/OMS* las cantidades de energía del contrato, los nodos de inyección y retiro, la parte que posee los *derechos de transmisión* asociados al contrato y la parte que asumirá los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual, para cada *período de mercado*. Las cantidades de energía declaradas diariamente, o *energía declarada*, de los *Contratos Firmes* deberán ser menores o iguales a la *energía firme contratada*;

c) Adicionalmente, la parte compradora informará diariamente a su *OS/OM* la *energía requerida* del contrato, la cual deberá ser menor o igual a la *energía declarada* del contrato. La parte vendedora, a través de su *OS/OM*, hará *ofertas de flexibilidad* al *Mercado de Oportunidad Regional* como mínimo por un valor igual a la *energía requerida* por el comprador;

d) El *OS/OM* procederá a verificar que toda la información sobre los *Contratos Firmes*, suministrada por sus *agentes*, en cumplimiento de este numeral 1.3.4.3, sea válida y consistente con las normas del mercado nacional;

e) Si un *OS/OM* identifica inconsistencias en la información contractual suministrada, deberá solicitar aclaraciones a la parte involucrada en su país y el contrato no será informado al *EOR* hasta recibir las aclaraciones, sujeto a los plazos establecidos en el numeral 5.12;

f) Luego de verificar la información de los contratos, el *OS/OM* informará diariamente al *EOR* sobre los compromisos de *Contratos Firmes* de los *agentes* de su mercado, indicando las cantidades de *energía declaradas*, los nodos de inyección o retiro en la *RTR*, la parte que posee los *derechos de transmisión* y aquélla que asumirá los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual, la *energía requerida* por el comprador y la *oferta de flexibilidad* al *Mercado de Oportunidad Regional* del vendedor correspondiente, asociada al contrato para cada *período de mercado*;

g) Si el *EOR* identifica discrepancias entre la información de los Contratos Fi*rmes* regionales suministrada por los *OS/OMS*, o con la información consignada en el

registro de los mismos, solicitará las aclaraciones pertinentes y la información asociada al contrato no será validado mientras subsistan las discrepancias.

1.3.4.4 Predespacho

a) El *EOR* incluirá los *Contratos Firmes* regionales validados diariamente en el *predespacho regional*. El *EOR* incluirá en el *predespacho* la *energía requerida* de los *Contratos Firmes* como retiros físicos a ser programados;

b) Como resultado del *predespacho*, el *EOR* realizará la programación de las inyecciones y retiros por transacciones en el *MER*, para cada *período de mercado*, incluyendo las transacciones por *Contratos Firmes* y las transacciones de oportunidad que se deriven de dichos contratos;

c) Los *Contratos Firmes* regionales tendrán la máxima prioridad de suministro en el *MER*, la *energía requerida* por el comprador de dichos contratos sólo podrá ser reducida en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la *RTR* o por cumplimiento de criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales;

d) En caso de no poder atenderse en el *predespacho* la totalidad de la *energía requerida* por los compradores de *Contratos Firmes* regionales, el *EOR* procederá a realizar la reducción a las cantidades de *energía requerida* de cada uno los *Contratos Firmes* que son afectados por la restricción en la transmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los *Contratos Firmes* según lo establecido en el Anexo 3. Con base a dichos resultados, el *EOR* calculará nuevamente el *predespacho regional*;

e) El *EOR* informará diariamente a los *agentes del mercado* que sean partes de *Contratos Firmes*, a través de los respectivos *OS/OMS*, las cantidades de energía que han sido programadas en el *predespacho* en cumplimiento de los contratos;

f) En el Anexo 3 "*Predespacho* y *Posdespacho* Regional" se presenta la formulación detallada del tratamiento de los *Contratos Firmes* en el *predespacho regional*.

1.3.4.5 Redespachos y operación en tiempo real

a) De acuerdo con los criterios definidos en el numeral 5.17.7, cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el *predespacho*, el *EOR* deberá realizar un *redespacho* regional y actualizar las *transacciones programadas*;

b) El *EOR* informará a los *agentes del mercado*, a través de los *OS/OMS*, sobre las modificaciones en las transacciones por *Contratos Firmes* que resulten de redespachos y de la *operación en tiempo real*, así como del motivo de cada ajuste;

c) Para la reducción parcial o total de las transacciones por *Contratos Firmes* en el *redespacho* se aplicará lo dispuesto en el numeral 1.3.4.4 d) para la reducción de dichas transacciones en el *predespacho*;

d) Durante la *operación en tiempo real*, debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la *RTR* o por cumplimiento de criterios *calidad, seguridad y desempeño* regionales, el *EOR* ordenará la reducción de las *transacciones*

programadas dando prioridad a la atención de la *energía requerida* de los *Contratos Firmes*.

1.3.4.6 Posdespacho

a) Con base en las *transacciones programadas* en el *predespacho* y *redespachos*, el *EOR* determinará diariamente la cantidad de energía, por *período de mercado*, correspondiente a las transacciones por cada *Contrato Firme*, conforme al numeral 2.4.3.3;

b) Para el *posdespacho* y la *conciliación* de las transacciones por *Contratos Firmes* regionales, éstos se considerarán por la totalidad de la *energía declarada*, conforme al numeral 1.3.4.3 b), o por la energía reducida, conforme al numeral 1.3.4.4 d);

c) Las diferencias entre la energía que se considerará para la *conciliación* de los *Contratos Firmes* conforme al anterior literal b) y las inyecciones y retiros programados se conciliarán en el *Mercado de Oportunidad Regional*, en los nodos respectivos, en forma de transacciones de oportunidad;

d) El *EOR* realizará los cálculos de las cantidades de energía de las transacciones por *Contratos Firmes* regionales y los incluirá en el *DTER*, además de los otros cargos del *MER* relacionados con el contrato. La *facturación* y *liquidación* de las cantidades de energía del contrato se realizará directamente entre las partes del mismo.

1.3.4.7 Cesión y terminación del contrato

a) Cuando una o ambas partes de un *Contrato Firme* regional decidan ceder el mismo, deberán informar al *EOR*, a través de sus respectivos *OS/OMS*, de tal cesión, incluyendo los *derechos de transmisión* asociados, identificando la parte que cede el contrato, la nueva parte del mismo y la fecha desde la cual se hace efectiva la cesión. El *EOR* modificará el registro del contrato actualizando las partes del mismo;

b) Un *Contrato Firme* sólo podrá ser cedido a otro agente autorizado para realizar transacciones en el *MER*, el cual deberá demostrar el cumplimiento de las condiciones establecidas en el numeral 1.3.4.1 e);

c) Las partes de un *Contrato Firme* regional deberán informar al *EOR*, a través de sus respectivos *OS/OMS*, acerca de la terminación anticipada de un *Contrato Firme* regional y la fecha desde la cual dicha terminación es efectiva. A partir de la fecha de terminación del contrato, el *EOR* lo retirará del registro de *Contratos Firmes* regionales;

d) Las notificaciones sobre cesiones y terminaciones de *Contrato Firme*s deberán darse al *EOR* con un plazo no inferior a dos (2) *días hábiles* antes de la fecha en que entrará en efecto la cesión o terminación del contrato.

1.3.5 Contratos No Firmes

1.3.5.1 Los *Contratos No Firmes* son compromisos de inyección y retiro de energía en nodos de la *RTR* que no tienen prioridad de suministro para la entrega de energía en el nodo de retiro de la parte compradora.

1.3.5.2 Las transacciones de energía mediante *Contratos No Firmes* no requieren la adquisición de *derechos de transmisión*. Sin embargo, una de las partes del contrato podrá adquirirlos si no han sido previamente asignados.

1.3.6 Contratos No Firmes Financieros

Un *Contrato No Firme* de tipo Financiero no tiene asociado ningún tipo de oferta al *Mercado de Oportunidad Regional*, no afecta el *predespacho regional* y solo se tiene en cuenta para la *conciliación* de transacciones.

1.3.6.1 Coordinación de información

a) Los compromisos asumidos en los *Contratos No Firmes Financieros* regionales deberán ser informados diariamente al *EOR*, a través de los *OS/OMS* de las partes compradora y vendedora, tal como se indica en este numeral*;*

b) Ambas partes declararán diariamente a sus respectivos *OS/OMS* las cantidades de energía del contrato, los nodos de inyección y retiro y la parte que asumirá los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual, para cada *período de mercado*;

c) El *OS/OM* procederá a verificar que la información de los *Contratos No Firmes Financieros* suministrada por sus *agentes* en cumplimiento de este numeral, sea válida y consistente con las normas del mercado nacional;

d) Si un *OS/OM* identifica inconsistencias en la información contractual suministrada, deberá solicitar aclaraciones a la parte involucrada en su país y el contrato no será informado al *EOR* hasta recibir las aclaraciones, sujeto a los plazos establecidos en el numeral 5.12;

e) Luego de verificar la información de los contratos, el *OS/OM* informará diariamente al *EOR* sobre los compromisos de Contratos No Firmes Financieros de los *agentes* de su mercado, indicando las cantidades de *energía declaradas*, los nodos de inyección o retiro en la *RTR* y la parte que asume los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual, para cada *período de mercado*;

f) Si el *EOR* identifica discrepancias en la información de los Contratos *No Firmes Financieros* regionales suministrada por los *OS/OMS*, solicitará las aclaraciones pertinentes y el contrato no será validado mientras subsistan las discrepancias.

1.3.6.2 Posdespacho

a) Con base en los *Contratos No Firmes Financieros* regionales validados diariamente, el *EOR* determinará, para cada *período de mercado*, la cantidad de energía correspondiente a las transacciones de dichos contratos, conforme al numeral 2.4.3.3;

b) Para la *conciliación* de las transacciones por *Contratos No Firmes Financieros* regionales, éstos se considerarán por la totalidad de la *energía declarada* conforme al numeral 1.3.6.1;

c) Las diferencias entre la energía de los Contratos No Firmes Financieros conforme al literal b) y las inyecciones y retiros programados se conciliarán en el *Mercado de Oportunidad Regional*, en los nodos respectivos, en forma de transacciones de oportunidad;

d) El *EOR* realizará los cálculos de las cantidades de energía de las transacciones por Contratos No Firmes Financieros regionales y los incluirá en el DTER, además de

los otros cargos del *MER* relacionados con el contrato. La *facturación* y *liquidación* de las cantidades de energía del contrato se realizará directamente entre las partes del mismo.

1.3.7 Contratos No Firmes Físicos Flexibles

1.3.7.1 Los *Contratos No Firmes* de tipo *Físico Flexible* son compromisos físicos que son flexibilizados mediante ofertas al *Mercado de Oportunidad Regional*, u *ofertas de flexibilidad*, efectuadas tanto por la parte compradora del contrato en el nodo de retiro como por la parte vendedora en el nodo de inyección.

1.3.7.2 Las partes de un *Contrato No Firme Físico Flexible* deberán efectuar *ofertas de flexibilidad* al *Mercado de Oportunidad* por cantidades de energía iguales o menores al máximo compromiso contractual por *período de mercado*.

1.3.7.3 Un *Contrato No Firme Físico Flexible* puede adicionalmente tener asociada una *oferta de pago máximo por CVT*, donde se informa la máxima disponibilidad a pagar por los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados a la energía comprometida en el contrato.

1.3.7.4 Coordinación de información

a) Los compromisos asumidos en los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* regionales deberán ser informados diariamente al *EOR*, a través de los *OS/OMS* de las partes compradora y vendedora, tal como se indica en este numeral 1.3.7.4*;*

b) Ambas partes declararán diariamente a sus respectivos *OS/OMS* las cantidades de energía del contrato, los nodos de inyección y retiro y la parte que asumirá los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual, para cada *período de mercado*. Igualmente informarán las *ofertas de flexibilidad* asociadas al contrato y/o las *ofertas de pago máximo por CVT*, conforme a lo dispuesto en el numeral 5.5;

c) El *OS/OM* procederá a verificar que toda la información sobre los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, suministrada por sus *agentes* en cumplimiento de este numeral 1.3.7.4, sea válida y consistente con las normas del mercado nacional;

d) Si un *OS/OM* identifica inconsistencias en la información contractual suministrada, deberá solicitar aclaraciones a la parte involucrada en su país y el contrato no será informado al *EOR* hasta recibir las aclaraciones, sujeto a los plazos establecidos en el numeral 5.12;

e) Luego de verificar la información de los contratos, el *OS/OM* informará diariamente al *EOR* sobre los compromisos de *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* de los *agentes* de su mercado, indicando las cantidades de *energía declaradas*, los nodos de inyección o retiro en la *RTR*, la parte que asumirá los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual, y las *ofertas de flexibilidad* y de *pago máximo por CVT* asociadas a los contratos, para cada *período de mercado*;

f) Si el *EOR* identifica discrepancias en la información de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* regionales suministrada por los *OS/OMS*, solicitará las aclaraciones pertinentes y el contrato no será validado mientras subsistan las discrepancias.

1.3.7.5 Predespacho

a) El *EOR* incluirá los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* validados diariamente en el *predespacho regional*. Como resultado del *predespacho*, el *EOR* realizará la programación de los intercambios requeridos por transacciones en el *MER*, para cada

período de mercado, incluyendo las transacciones por *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* y las transacciones de oportunidad que se deriven de dichos contratos;

b) Los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* no tienen prioridad de suministro en el *MER*, los compromisos contractuales podrán ser reducidos parcial o totalmente en el *predespacho* debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la *RTR* o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

c) Los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* con *ofertas de pago máximo por CVT* serán reducidos parcial o totalmente hasta que el diferencial de precios entre los nodos de retiro e inyección del contrato satisfaga las condiciones de la oferta;

d) El *EOR* informará diariamente a los *agentes del mercado* que sean partes de *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, a través de los respectivos *OS/OMS*, las cantidades de energía que han sido programadas en el *predespacho* en cumplimiento de los contratos;

e) En el Anexo 3 "Predespacho y Posdespacho Regional" se presenta la formulación detallada del tratamiento de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* en el *predespacho regional*.

1.3.7.6 Redespachos y operación en tiempo real

a) De acuerdo con los criterios definidos en el numeral 5.17.7, cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el *predespacho*, el *EOR* deberá realizar un *redespacho* regional y actualizar las *transacciones programadas*;

b) El *EOR* informará a los *agentes del mercado*, a través de los *OS/OMS*, sobre las modificaciones en las transacciones por *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* que resulten de *redespachos* o de la *operación en tiempo real*, así como del motivo de cada ajuste;

c) Para la reducción parcial o total de las transacciones por *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* en el *redespacho* se aplicará lo dispuesto en el numeral 1.3.7.5 para la reducción de dichas transacciones en el *predespacho*;

d) Durante la *operación en tiempo real*, debido a restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la *RTR* o por cumplimiento de criterios de *calidad, seguridad* y *desempeño* regionales, el *EOR* ordenará la reducción de las *transacciones programadas* dando prioridad a la atención de la *energía requerida* de los *Contratos Firmes.*

1.3.7.7 Posdespacho

a) Con base en las *transacciones programadas* en el *predespacho* y *redespachos*, el *EOR* determinará diariamente, para cada *período de mercado*, la cantidad de energía correspondiente a las transacciones por cada *Contrato No Firme Físico Flexible*, conforme al numeral 2.4.3.3;

b) Para el *posdespacho* y la *conciliación* de las transacciones por *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* regionales, éstos se considerarán por la totalidad de la *energía declarada* en el contrato, conforme al numeral 1.3.7.4 b), o la energía reducida en el contrato, conforme al numeral 1.3.7.5 c);

c) Las diferencias entre la energía que se considerará para la *conciliación* de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* conforme al anterior literal b) y las inyecciones y retiros programados se conciliarán en el *Mercado de Oportunidad Regional*, en los nodos respectivos, en forma de transacciones de oportunidad;

d) El *EOR* realizará los cálculos de las cantidades de energía de las transacciones por *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* regionales y los incluirá en el DTER, además de los otros cargos del *MER* relacionados con el contrato. La *facturación* y *liquidación* de las cantidades de energía del contrato se realizará directamente entre las partes del mismo.

1.4 Mercado de Oportunidad Regional

1.4.1 Propósito y Características

1.4.1.1 El *Mercado de Oportunidad Regional* tiene por objeto ofrecer a los *agentes del MER* un ámbito formal y organizado para realizar intercambios de energía a nivel regional con base en *ofertas de oportunidad* de inyección y retiro de energía.

1.4.1.2 El *Mercado de Oportunidad Regional* es un mercado de corto plazo y se basa en ofertas para inyectar o retirar energía por *período de mercado*, en los nodos de la *RTR*, las cuales se presentan con un día de anticipación a la operación del *Mercado*.

1.4.1.3 Las ofertas de los agentes del mercado son informadas al *EOR* por los *OS/OMS* nacionales, junto con las *ofertas de flexibilidad y/o ofertas de pago máximo por CVT asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.*

1.4.1.4 Las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional* son producto de:

a) Un *predespacho* de inyecciones y retiros de energía en los nodos de la *RTR*, de acuerdo con un modelo de optimización de la operación económica del S*istema Eléctrico Regional*, teniendo en cuenta las restricciones de la *RTR* y las ofertas recibidas; y

b) [55]La *operación en tiempo real*, durante la cual los intercambios reales de energía pueden desviarse de las *transacciones programadas* en el *predespacho*, por eventos, regulación o contingencias en la *RTR*.

1.4.1.5 El máximo volumen de las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional* está restringido por la *capacidad de transmisión* disponible en la *RTR*, considerando los límites de transferencia de la red eléctrica debido a criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales.

1.4.2 Tipos de Ofertas de Oportunidad

1.4.2.1 Las transacciones del *Mercado de Oportunidad Regional* provienen de:

a) Las *ofertas de oportunidad* de los *agentes* del *MER*;

[55] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

b) Las *ofertas de flexibilidad* asociadas a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, son de la misma naturaleza que las *ofertas de oportunidad* y son consideradas como tales en el *predespacho regional*. y

c) Las *ofertas de flexibilidad* asociadas a la parte vendedora de los *Contratos Firmes*, son de la misma naturaleza que las *ofertas de oportunidad* y son consideradas como tales en el *predespacho regional*.

1.4.2.2 Ofertas de oportunidad de los agentes

a) Los *OS/OMS* informarán al *EOR* las *ofertas de oportunidad* de sus *agentes* a partir del *predespacho* nacional realizado de acuerdo con las normas vigentes en sus respectivos países. Los *predespacho*s nacionales no considerarán importaciones o exportaciones de energía, ya sea en contratos o en *ofertas de oportunidad* que se prevean pueden salir despachadas;

b) Diariamente, los *OS/OMS* informarán al *EOR ofertas de oportunidad* para inyectar y/o retirar energía el día siguiente en los nodos de la *RTR* conectados a sus sistemas nacionales, en la forma y plazos establecidos en el numeral 5 para la coordinación del *predespacho regional*;

c) Las *ofertas de oportunidad* de inyección de energía informadas al *MER* por los *OS/OMS* deberán provenir de:

   i. Ofertas de los *agentes* autorizados para realizar transacciones, cuya energía provendrá de generación no despachada o despachada parcialmente, que no forme parte de la reserva requerida en el *predespacho* nacional;

   ii. Ofertas de *agentes* autorizados para realizar transacciones, cuya energía proviene del nodo de interconexión con países no miembros; y

   iii. Demanda nacional interrumpible por precio despachada en el *predespacho* nacional, cuando la regulación nacional lo permita.

d) Las *ofertas de oportunidad* de retiro de energía informadas al *MER* por los *OS/OM* deberán provenir de:

   i. Ofertas realizadas por los *agentes* autorizados para realizar transacciones en el *MER* cuya energía provendrá del reemplazo de generación despachada en el predespacho nacional, si la regulación nacional lo permite;

   ii. Ofertas para atender déficit nacional;

   iii. Ofertas de *agentes* autorizados para realizar transacciones, cuya energía se entrega en el nodo de interconexión con países no miembros; y

   iv. Demanda no atendida por precio en el *predespacho* nacional.

1.4.2.3 Ofertas de flexibilidad asociadas a los contratos no firmes físicos flexibles

a) Diariamente, las partes vendedora y compradora de cada *Contrato No Firme Físico Flexible* regional informarán al *EOR*, a través de sus *OS/OMS* correspondientes, las *ofertas de flexibilidad* asociadas a los contratos indicando su disponibilidad de comprar o vender, total o parcialmente, en el *Mercado de Oportunidad Regional* sus compromisos contractuales;

b) Las *ofertas de flexibilidad* asociadas a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* indicadas en el literal *a)* se informarán al *EOR* en la forma y plazos establecidos en el numeral 5 para la coordinación del *predespacho regional*.

1.4.2.4 Ofertas de pago máximo por CVT asociadas a los contratos no firmes físicos flexibles

Los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* podrán incluir ofertas indicando el máximo monto a pagar por los *CVT*. Estas ofertas serán tomadas en cuenta para la elaboración del *predespacho regional* como se establece en el Capítulo 5.

1.4.3 Tipos de Transacciones de Oportunidad

1.4.3.1 Las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional* provienen del *predespacho regional*, *redespachos* y de la *operación en tiempo real* del *MER*, dando como resultado los distintos tipos de transacciones.

1.4.3.2 Las transacciones de oportunidad programadas en el predespacho regional y actualizadas en los redespachos constituyen las Transacciones de Oportunidad Programadas, o TOPs.

1.4.3.3 Las transacciones de oportunidad producto de las desviaciones durante la operación en tiempo real con respecto de las transacciones programadas constituyen las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR).

1.4.4 Programación, Coordinación y Posdespacho de las Transacciones de Oportunidad

1.4.4.1 Predespacho

a) Con base en las *ofertas de oportunidad* de los *agentes* autorizados para realizar transacciones en el *MER*, los contratos regionales validados, las *ofertas de flexibilidad* y/o *ofertas de pago máximo por CVT* asociadas a los contratos, los requerimientos de *servicios auxiliares* regionales y los *predespacho*s nacionales, el *EOR* realizará diariamente el *predespacho* económico regional;

b) El *predespacho regional* se realizará un día antes de la operación, para cada *período de mercado*, utilizando un modelo de optimización que determine el despacho económico óptimo de inyecciones y retiros de energía en los nodos de la *RTR*, conforme a lo establecido en el Capítulo 5. Para la realización del *predespacho regional* se tendrá en cuenta, además de la información indicada en el literal anterior, la configuración de la *RTR* y los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* establecidos para la operación del *sistema eléctrico regional*, así como las limitaciones informadas por los *OS/OM* en los equipos de su sistema;

c) Como resultado del *predespacho regional* se obtendrán, para cada uno de los *períodos de mercado* del día siguiente, las *transacciones programadas* y los precios ex-ante en cada nodo de la *RTR* para la valoración de las transacciones. El *EOR* informará a los *OS/OMS* sobre los resultados del *predespacho regional*.

d) Una vez se publiquen las *transacciones programadas* y los *precios nodales* ex-ante producto del *predespacho regional* o de los redespachos efectuados, dichas transacciones constituyen compromisos comerciales que deberán cumplirse

independientemente de las condiciones que se presenten durante la *operación en tiempo real*;

e) En el Anexo 3 "*Predespacho* y *Posdespacho* Regional" se presenta la formulación detallada del *predespacho regional*.

1.4.4.2 Redespachos y operación en tiempo real

a) De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.17.7, cuando se presenten cambios con respecto a las condiciones programadas en el *predespacho*, el *EOR* deberá realizar un *redespacho* regional y actualizar las *transacciones programadas*;

b) El *EOR* informará a los *OS/OMS* sobre las modificaciones a las *transacciones programadas* que resulten de los redespachos efectuados, así como el motivo de las mismas;

c) [56]Durante la *operación en tiempo real* se producirán *Desviaciones en Tiempo Real* cuando los *intercambios reales* de energía se desvíen de los *intercambios programados* en el *predespacho regional* y en los *predespachos* nacionales. Dichas desviaciones darán origen a *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real*.

1.4.4.3 *Posdespacho* y cálculo de desviaciones

a) El *EOR* efectuará el *posdespacho* regional e informará los resultados del mismo a los *OS/OMS* conforme a lo establecido en el numeral 2.3;

b) [57]El EOR calculará para cada área de control y para cada período de mercado, la magnitud de las Desviaciones en Tiempo Real, conforme lo establecido en el Anexo 4 del Libro II del RMER, para cada OS/OM actuando en representación de sus agentes;

c) Con base en los resultados del *predespacho*, *posdespacho* y el cálculo de las *Desviaciones* en el *MER*, el *EOR* efectuará la *conciliación* de las Trans*acciones de Oportunidad Programadas* y las *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real*, conforme a lo establecido en los numeral 1.5 y 2.4.

1.5 Sistema de Precios Nodales

1.5.1 Para valorar las transacciones en el *MER* se utilizará un sistema de *precios nodales*. Los *precios nodales* representan los precios marginales de corto plazo de la energía en cada nodo de la *RTR*. Los *precios nodales* reflejan los costos asociados con las pérdidas marginales de energía y las restricciones de transmisión en la *RTR*.

1.5.2 Las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional*, tanto las *Transacciones de Oportunidad Programadas* como las Transacciones por *Desviaciones en Tiempo Real*, se conciliarán a los *precios nodales* de la *RTR* de la siguiente manera:

[56] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[57] Modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

a) Las inyecciones (ventas) y retiros (compras) de energía en la *RTR*, no cubiertas por contratos, reciben y pagan respectivamente el precio en el nodo de inyección y retiro correspondiente de la *RTR*;

b) Se utilizan los *precios nodales* ex-ante, calculados en el *predespacho regional*, para conciliar las *Transacciones de Oportunidad Programadas* conforme a lo establecido en el numeral 2.4.3.2; y

c) [58]Se utilizan los *precios nodales* ex–post calculados en el posdespacho regional, como base para conciliar las *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real* conforme a lo establecido en el numeral 2.4.3.4.

1.5.3 El *Cargo Variable de Transmisión* que se aplica a cada transacción contractual es igual a la diferencia entre los *precios nodales* de retiro y de inyección multiplicada por la cantidad de *energía declarada* o reducida considerada para la *conciliación* del contrato:

a) Si la diferencia de precios es positiva, corresponde a un valor por pagar o cargo; y

b) Si la diferencia de precios es negativa, corresponde a un valor por recibir o abono.

1.5.4 El total de los Cargos Variables de Transmisión recolectados según establece el numeral 1.5.3, se distribuirá de acuerdo a la metodología presentada en Libro III del RMER

1.5.5 Todas las transacciones de energía que se llevan a cabo en el MER, bien sea en el Mercado de Contratos Regional o en el Mercado de Oportunidad Regional, deberán pagar cargos variables de Transmisión, como parte de los cargos por servicios de transmisión en el MER, con base en los precios nodales de la RTR.

1.5.6 Las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional pagan los cargos variables de transmisión de manera implícita conforme al numeral 1.5.2, mientras que las transacciones en el Mercado de Contratos Regional pagan los cargos variables de transmisión de manera explícita conforme al numeral 1.5.3.

1.5.7 El EOR se encargará de conciliar los cargos variables de transmisión e incluirlos en el Documento de Transacciones Económicas Regionales conforme a lo dispuesto en el numeral 2.4.3.6.

1.6 Servicios Auxiliares

Los *servicios auxiliares* que se prestan en el *MER* se definen en el Libro III del *RMER*. Los *servicios auxiliares* se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el *MER*.

1.7 Servicios de Transmisión Regional

Los *servicios de transmisión* regional en el *MER* se prestarán y remunerarán conforme a lo establecido en Libro III del *RMER*.

1.8 Otros Servicios

Los servicios de operación y administración del mercado prestados por el *EOR* y de regulación del *MER* prestado por la *CRIE* serán remunerados a dichos *organismos regionales* conforme a lo establecido en el numeral 3.10.

[58] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

1.9 Garantías de Pago

1.9.1 Constitución de Garantías

1.9.1.1 Cada *agente del mercado* deberá cumplir con las obligaciones establecidas en este numeral 1.9 con respecto a la constitución de *garantías de pago* que respalden sus obligaciones de pago en el *MER.*

1.9.1.2 Los *agentes del mercado* constituirán *garantías de pago*, directamente o a través de sus *OS/OMS*, conforme al numeral 1.9.1.5, por los montos que libremente decidan, los cuales serán considerados para determinar el monto de las transacciones autorizadas diariamente en el *predespacho* del *MER* de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.10.3.

1.9.1.3 En todo caso, el monto de las *garantías de pago* no podrá ser inferior a un valor mínimo que cubra los pagos de transacciones por *desviaciones en tiempo real*, el *Cargo por Servicio de Operación del Sistema, el Cargo por Servicio de Regulación del MER* y los cargos por *servicio de transmisión regional* aplicables. El valor mínimo se calculará como el promedio mensual, calculado sobre los últimos tres meses de transacciones del agente, de los pagos efectuados por el mismo por los conceptos anteriores. Para los *agentes* nuevos, el monto mínimo de garantías durante el primer trimestre será establecido por cada *OS/OM*.

1.9.1.4 El valor de las *garantías de pago* deberá ser suficiente para respaldar el pago de las transacciones en el *Mercado de Oportunidad Regional*, las transacciones de oportunidad derivadas del *Mercado de Contratos Regional*, los cargos por el *Servicio de Transmisión Regional*, el *Cargo por Servicio de Operación del Sistema y* el *Cargo por Servicio de Regulación del MER*. El EOR calculará y verificará diariamente para todos los periodos de mercado el monto disponible de las garantías para autorizar las transacciones de cada *agente* en el *MER.*

1.9.1.5 [59]Los *OS/OMS* de cada país podrán constituir *garantías de pago* que consoliden las garantías individuales de sus *agentes* conforme a este numeral de manera que se cubran las posibles obligaciones de pago que resulten por su participación en el *MER*, incluyendo la obligación de garantía mínima establecida en el numeral 1.9.1.3. El *OS/OM* deberá detallar el monto individual de cobertura de cada uno de los *agentes*.

Cada OS/OM deberá constituir a favor del EOR, en representación de los agentes de su mercado nacional, una garantía de pago que cubra las transacciones por desviaciones en tiempo real.

El monto de la garantía de pago no podrá ser inferior a un valor mínimo que se calculará como el promedio mensual calculado sobre los últimos tres meses de transacciones por desviaciones en tiempo real, el valor mínimo será actualizado mensualmente.

1.9.2 Tipos de *Garantías*

1.9.2.1 Como respaldo de sus transacciones y otras obligaciones de pago en el *MER*, los *agentes del mercado* constituirán, directamente o a través de los *OS/OMS* correspondientes, *garantías de pago* líquidas en la forma y plazos establecidos en el presente Libro. Las *garantías de pago* se constituirán a favor del *EOR* o de la entidad que ésta designe para la *liquidación* de las obligaciones en el *MER.*

1.9.2.2 Las *garantías de pago* que se constituyan conforme al numeral 1.9.2.1:

[59] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

a) Deberán ser documentadas y presentadas por escrito;

b) Deberán representar una obligación válida, vinculante y no sujeta a condicionamiento alguno de pagar al *EOR*, o a la entidad que éste designe, las cantidades indicadas en sus términos y correspondientes a las obligaciones de pago del *agente del mercado* en cumplimiento de la *Regulación Regional*; y

c) Permitirán el reclamo y ejecución inmediata de las mismas, a solicitud del *EOR* o la entidad a favor de la cual se han constituido.

1.9.2.3 Los tipos de *garantías* aceptables en el *MER* podrán ser:

a) Depósitos de dinero en efectivo en calidad de prepago; y

b) Cartas de crédito stand-by confirmadas e irrevocables y emitidas por bancos o instituciones financieras de primera línea calificadas con "grado de inversión" emitido por una agencia calificadora reconocida internacionalmente.

1.9.3 Ejecución de Garantías

1.9.3.1 En caso de incumplimiento por parte de un *agente del mercado u OS/OM* de alguna de sus obligaciones de pago en el *MER*, el *EOR* o la entidad financiera que este designe para la administración de los recursos, procederá a hacer efectivas las *garantías* constituidas por dicho *agente* y las aplicará al pago de las obligaciones correspondientes.

1.9.3.2 La CRIE instruirá al EOR para hacer efectivas las garantías de pago constituidas por un agente del mercado u OS/OM con el fin de asegurar el pago de multas impuestas por la CRIE en cumplimiento de lo dispuesto en el Libro IV del RMER.

1.9.3.3 El orden de prioridad de pago de los montos acreedores del agente del mercado u OS/OM al presentarse incumplimiento de pago y ejecutar la garantía será el siguiente:

a) *Cargos por el Servicio de Regulación del MER* y por el *Servicio de Operación del Sistema*;

b) Intereses por mora;

c) Pago de transacciones de energía y por *servicios de transmisión; y*

d) Pago de multas en el *MER* previa instrucción de la *CRIE*.

1.9.3.4 En caso de incumplimiento por parte de un agente del mercado u OS/OM de alguna de sus obligaciones de pago en el MER, siempre y cuando no haya sido posible ejecutar satisfactoriamente las garantías correspondientes o las mismas no hayan sido suficientes para cubrir la obligación el día de liquidación, el EOR no aceptará, a partir del predespacho del día siguiente, las ofertas del agente que incumplió ni le permitirá la participación en cualquier tipo de transacción.

1.9.3.5 Las disposiciones sobre ejecución de garantías establecidas en este numeral 1.9.3 no eximen al agente u OS/OM incumplidor de seguir atendiendo sus obligaciones de pago en el MER y se aplicarán sin perjuicio de la imposición de las sanciones por parte de la CRIE conforme al Libro IV del RMER.

1.10 Base de Datos Comercial

1.10.1 El *EOR* mantendrá en la *Base de Datos Regional* establecida en el numeral 2.4 de Libro I del *RMER* y pondrá a disposición de la *CRIE*, los *OS/OMS* y de los *agentes del mercado*, información sobre la operación comercial del *MER* en los formatos y medios que previamente establezca.

1.10.2 El *EOR* deberá mantener en la *Base de Datos Regional* comercial la información suministrada por los *OS/OMS* y por los *agentes del mercado* para propósitos de la operación comercial del *Mercado*, los resultados de los *predespachos y posdespachos* regionales y la información necesaria para las funciones de vigilancia del Mercado establecida en el Libro IV del RMER. Dicha información deberá mantenerse en línea por lo menos tres (3) años.

1.10.3 El EOR deberá establecer, mantener, actualizar y publicar de acuerdo a los períodos establecidos en este RMER, como mínimo, la siguiente información de la operación comercial del MER:

a) El registro de los *agentes del mercado* definido en el numeral 3.9 del Libro I del *RMER*;

b) Los *Contratos Firmes* registrados en el *MER*;

c) Los *Derechos de Transmisión* asignados de acuerdo a las subastas realizadas;

d) La información proveniente del *Sistema de Medición Comercial Regional*;

e) Las cantidades de energía transadas tanto en el *Mercado de Contratos Regional* especificando sus diferentes tipos, como en el *Mercado de Oportunidad Regional*, para cada *período de mercado*;

f) Los *precios ex-ante* y *ex-post* en los nodos de la *RTR* para cada *período de mercado*;

g) Los montos asignados por *servicios de transmisión* prestados en el *MER* para cada *período de mercado*;

h) Los *cargos de operación del sistema* y de *regulación del MER* vigentes.

2. Conciliación, Facturación y Liquidación

2.1 Alcance del Capítulo 2

Este Capítulo establece las reglas y procedimientos que deben seguirse para la *conciliación* de los diferentes tipos de transacciones comerciales y servicios prestados en el *MER* y para la *facturación* y *liquidación* de las obligaciones de pago resultantes.

2.2 El Sistema de Medición Comercial Regional

2.2.1 Cada nodo de la *RTR* donde se realicen inyecciones y/o retiros, deberá contar con medición comercial oficial con el fin de registrar dichas inyecciones y/o retiros de energía y los intercambios por los enlaces entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la *operación en tiempo real* del SER.

2.2.2 En caso de existir un nodo de la RTR con enlaces a nodos que no pertenecen a ésta y con posibilidad de realizar transacciones de inyecciones y retiros, será el Transmisor Nacional,

o el designado por la regulación nacional, el responsable de la medición comercial de dicho punto.

2.2.3 *El Sistema de Medición Comercial Regional*, SIMECR, operado por los OS/OMS en coordinación con el EOR, será el encargado de obtener la lectura de los medidores ubicados en los nodos de la *RTR*, y de poner a disposición del proceso de *conciliación* comercial los valores registrados de las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR y de los intercambios por los enlaces entre áreas de control.

[60]Para los casos cuando un OS/OM no registre ante el EOR los equipos de medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR o ubicados en nodos que cumplan lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, o no suministre los datos de medición de los mismos en forma y tiempo según la regulación regional, inmediatamente después el EOR deberá aplicar las siguientes disposiciones en la realización del predespacho regional:

a) Para los OS/OMs, utilizar únicamente la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el OS/OM, de forma análoga a lo establecido en los numerales 5.12.1 literal a) inciso iv) y 5.13.2 literal a) inciso v); y

b) Para los Agentes, no se recibirán ofertas de oportunidad ni contrato al MER

[61]Para los casos cuando no existan equipos medición comerciales nacionales ubicados en los nodos de la RTR y que no aplique lo indicado en el numeral A1.5.3.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, el EOR deberá considerar que lo establecido en el numeral A1.9.2.2 del Anexo A1 del Libro II del RMER, deberá considerase como medición comercial oficial.

2.2.4 El SIMECR estará conformado por los sistemas y equipos de medición comercial instalados en cada uno de los nodos de la RTR y en los centros de recolección de datos administrados y operados por los respectivos OS/OMS, incluyendo los enlaces de comunicaciones correspondientes; así mismo incluirá los sistemas y equipos instalados en el EOR para la recolección y procesamiento de los registros de energía reportados por los OS/OMS.

2.2.5 [62]Los sistemas y equipos de medición deberán cumplir con lo establecido en el Anexo 1 "*Sistema de Medición Comercial Regional*".

2.2.6 [63]Los agentes que realicen transacciones utilizando medidores que no sean de su propiedad, deberán solicitar a los OS/OMS, con al menos una semana de anticipación, la autorización del uso de los medidores, en los nodos de la RTR en donde pueden hacer transacciones de energía. Dicha autorización debe identificar el medidor con el cual se tomarán las lecturas (identificación del agente y equipo) y permanecerá válida hasta que haya una solicitud de que se cancele la misma. El *OS/OM* deberá enviar al *EOR* la confirmación por escrito de

[60] Adicionado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre de 2018.
[61] Adicionado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre de 2018.
[62] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[63] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

las autorizaciones que emita. El Agente propietario del medidor deberá ser informado por el *OS/OM* de las autorizaciones emitidas para el uso de dicho medidor.

2.2.7 El EOR establecerá un proceso de registro con la información básica de los equipos de medición activos, las modificaciones a los equipos de medición existentes y la desactivación de equipos de medición

2.2.8 [64]Cada equipo de medición y sus costos de instalación, *mantenimiento* o reemplazo, serán responsabilidad de los *agentes* habilitados a realizar transacciones en el nodo respectivo de la *RTR*, conforme a lo establecido en la regulación nacional. Para los propósitos establecidos en este Reglamento, los *OS/OMS* serán responsables de supervisar el cumplimiento de los requerimientos de medición del equipo y buen funcionamiento del Sistema de Medición Comercial Nacional.

2.2.9 [65]Las auditorías a los sistemas de medición comercial, se realizarán de acuerdo a lo establecido en el Anexo 1 del presente libro.

2.2.10 [66]Las auditorías realizadas al Sistema de Medición Comercial Nacional se realizarán conforme lo establecido en la regulación nacional respectiva.

2.2.11 En el Anexo 1 "Sistema de Medición Comercial Regional" se presentan las responsabilidades del *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* con respecto al funcionamiento del SIMECR y los requerimientos mínimos para los sistemas y equipos de medición.

2.3 Posdespacho

2.3.1 Con base en las mediciones de las inyecciones y retiros registrados por el SIMECR, el *EOR* realizará diariamente el posdespacho regional del MER para cada uno de los *períodos de mercado*, en el plazo establecido en el numeral 2.5.3 c).

2.3.2 [67]Para la realización del *posdespacho* regional, los *OS/OMS* deberán remitir al *EOR* lo siguiente:

a) Los datos de medición del SIMECR, a más tardar 24 días calendario posteriores al día de la operación,

b) El reporte de contingencias del día anterior, así como la información requerida en el Anexo 3 "Predespacho y Posdespacho Regional", diariamente a más tardar a las diez (10:00) del segundo día posterior al día de la operación.

Dicha información deberá ser remitida por los medios y en los formatos definidos por el *EOR*. Cuando el *EOR* requiera modificar dichos medios o formatos lo informará a los *OS/OMS* con al menos quince (15) días de anticipación.

[64] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[65] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[66] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[67] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.3.3 Para la realización del *posdespacho* regional se utilizará un modelo similar al utilizado para el predespacho regional, considerando las inyecciones y retiros registrados para cada período de mercado. En el Anexo 3 "Predespacho y Posdespacho Regional" se presenta la formulación detallada del *posdespacho* regional.

2.3.4 Como resultado del posdespacho regional se obtendrán, para cada uno de los *períodos de mercado* del día, los precios *ex-post* en cada nodo de la RTR para ser utilizados en la valoración de las Transacciones por *Desviaciones en Tiempo Real*.

2.3.5 El EOR informará, a través de los OS/OMS, los resultados del posdespacho a los *agentes del mercado*, conforme a lo establecido en el numeral 2.5.2.

2.4 Conciliación de las Transacciones y Cargos de la CRIE y el EOR

2.4.1 Criterios Generales

2.4.1.1 Las transacciones programadas que se establecen en el MER, para cada período de mercado estarán determinadas por el *predespacho o redespacho* que corresponda, los cuales suministrarán la información de los intercambios programados por los enlaces entre áreas de control y de las inyecciones y retiros programados al *Sistema de Conciliación de Transacciones Comerciales.*

2.4.1.2 [68]El *Sistema de Conciliación de Transacciones Comerciales* dispondrá de la información de los intercambios entre áreas de control que efectivamente se realizaron durante la *operación en tiempo real* del *SER*, los cuales serán registrados por el *SIMECR*, a partir de las lecturas de los medidores reportadas por los *OS/OMS*. Cualquier diferencia entre los intercambios registrados y los programados en los *enlaces entre áreas de control*, serán conciliados como *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real* en el *MER.*

2.4.1.3 [69]El *predespacho*, *redespacho* y *posdespacho*, suministrarán al *Sistema de Conciliación de Transacciones Comerciales* las compras y ventas regionales efectivamente consideradas en la realización de dichos procesos.

2.4.1.4 [70]

2.4.2 Cargos de las Instituciones Regionales CRIE y EOR

2.4.2.1 El *EOR*, con base en lo establecido en la *Regulación Regional* calculará y asignará los valores a pagar a la CRIE por el *Cargo por Servicio de Regulación del MER*, de manera que sirva como base para realizar el cobro respectivo.

2.4.2.2 El EOR, con base en lo establecido en la *Regulación Regional* calculará y asignará los valores a pagar al *EOR* por el *Cargo por Servicio de Operación del Sistema*, de manera que sirva como base para realizar el cobro respectivo.

[68] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[69] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[70] Se elimina el numeral 2.4.1.4, mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.4.2.3 [71]Cada OS/OM remitirá mensualmente al EOR, en el plazo establecido por la regulación regional, la energía real demandada o consumida por sus agentes del mes anterior, sea esta energía proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER, en el formato aprobado por el EOR, para la conciliación del Cargo por el Servicio de Regulación del MER y el Cargo por Servicio de Operación del Sistema.

2.4.3 Conciliación de Transacciones

2.4.3.1 Las transacciones de los *agentes* se conciliarán en los nodos de la *RTR*.

2.4.3.2 Transacciones de Oportunidad Programadas (TOP)

2.4.3.2.1 Los montos debidos a las *TOP* son el resultado de valorar a los precios *ex-ante* los volúmenes de inyecciones y retiros de energía programados en el *predespacho* o *redespacho* respectivo y no cubiertos por contratos regionales, para cada *período de mercado*.

2.4.3.2.2 Las TOP son conciliadas por el EOR utilizando los *precios nodales* calculados en el *predespacho o redespacho* que corresponda en cada nodo de la RTR y la información de compras y ventas en el *Mercado de Contratos Regional*.

2.4.3.2.3 Los montos que los agentes del mercado deberán pagar o recibir debido a las *Transacciones de Oportunidad Programadas*, para cada *período de mercado*, serán iguales al producto del precio *ex-ante* en el nodo de la RTR donde se realizan por las inyecciones o retiros de energía programados en el *predespacho o redespacho* respectivos y no cubiertos por contratos regionales según la formulación incluida en el anexo 4 de este Libro.

2.4.3.2.4 Las TOPs resultantes del *predespacho* o de los *redespachos* respectivos en el MER son compromisos comerciales que serán cargados o abonados por el EOR a los *agentes del mercado*, independientemente de las condiciones que se presenten durante la *operación en tiempo real* del SER.

2.4.3.3 Transacciones por Contratos Regionales

2.4.3.3.1 La conciliación de las transacciones en el Mercado de Contratos Regional se efectuará con base en las transacciones contractuales programadas en el *predespacho y redespachos*, mientras que sus *Desviaciones en Tiempo Real* se conciliarán de acuerdo a lo establecido en el Anexo No. 4.

2.4.3.3.2 El EOR se encargará de determinar las cantidades de energía de las transacciones por contratos, con base en las condiciones presentadas en el *predespacho y los redespachos* respectivos, sujeto a lo establecido en este Libro.

2.4.3.3.3 Para efectos de la *conciliación* de las transacciones por contratos regionales, éstos se considerarán por la totalidad de la energía declarada o reducida de los mismos conforme a los numerales 1.3.4.6 b), 1.3.6.2 b) y 1.3.7.7 b).

2.4.3.3.4 Los cargos y abonos que surjan en el *Mercado de Oportunidad Regional* producto del cumplimiento de los compromisos contractuales serán responsabilidad de cada uno de los *agentes del mercado* que los realizan. El responsable por los *cargos variables de transmisión* deberá ser designado e informado al EOR por las partes del contrato.

[71] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.4.3.3.5 Los montos correspondientes a los compromisos contractuales finalmente considerados en el proceso de *predespacho y redespachos* respectivos, serán facturados y liquidados directamente entre las partes contratantes.

2.4.3.3.6 A cada transacción contractual se aplicará un *Cargo Variable de Transmisión* igual a la diferencia del *precio nodal* de retiro menos el *precio nodal* de inyección asociados al contrato multiplicado por la cantidad de *energía declarada* o reducida considerada para la conciliación de la misma.

2.4.3.4 Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real

2.4.3.4.1 [72]Para efectos de la conciliación, las Desviaciones en Tiempo Real se determinarán por cada área de control, conforme lo establecido en el Anexo 4 del Libro II del RMER, para cada período de mercado.

2.4.3.4.2 [73]El EOR determinará para cada período de mercado, para cada área de control y para cada OS/OM, en representación de su mercado nacional, las *Desviaciones en Tiempo Real* en que han incurrido respecto a los *Intercambios Programados*.

2.4.3.4.3 [74]Las *Desviaciones en Tiempo Real* se asignarán a cada OS/OM respectivo, el cual, las internalizará según su regulación nacional.

2.4.3.4.4 Para conciliar las Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real, se utilizará la siguiente información:

2.4.3.4.5 El tipo de desviación: sean normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas o graves, de acuerdo con lo definido en el numeral 5.17.2;

2.4.3.4.6 [75]El intercambio programado, y registrado para cada enlace entre áreas de control, en los nodos terminales del enlace;

2.4.3.4.7 [76]Los precios para cada nodo de la RTR: ex-post del posdespacho

2.4.3.4.7.1 [77]Las desviaciones normales y significativas autorizadas y no autorizadas se conciliarán en cada área de control y se asignarán a los OS/OMS.

2.4.3.4.7.2 [78]Las desviaciones graves se conciliarán para cada área de control., de acuerdo a lo establecido en el Anexo 4. El EOR incluirá en el DTER los cargos y abonos respectivos a cada uno de los OS/OM.

2.4.3.4.8 [79]

---

[72] Modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo de 2017.
[73] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[74] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[75] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[76] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[77] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[78] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[79] Se elimina mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.4.3.4.9 [80]

2.4.3.4.9.1 [81]

2.4.3.4.9.2 [82]

2.4.3.5 Servicios Auxiliares Regionales

Los *servicios auxiliares* en el *MER* no ocasionarán transacciones comerciales que deban ser conciliadas por el *EOR*.

2.4.3.6 [83]Cargos por el Servicio de Transmisión Regional

La *conciliación* de los cargos por el *servicio de transmisión regional* se establece en el Libro III del *RMER*.

Cada *OS/OM* remitirá mensualmente al EOR, en el plazo establecido por la regulación regional, la energía real demandada o consumida por sus agentes del mes anterior, sea esta energía proveniente de cada uno de los mercados nacionales o del MER, en el formato aprobado por el EOR, para la conciliación del Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la Red de Transmisión Regional que remuneran la línea SIEPAC.

2.4.4 La formulación detallada del cálculo de las transacciones en el *MER* se presenta en el Anexo 4 "*Conciliación de Transacciones*".

2.5 Plazos e Información del Predespacho, Posdespacho y la Conciliación

2.5.1 El *EOR* informará los resultados de la *conciliación* de las *transacciones programadas* resultantes del *predespacho* y *redespachos* respectivos a los *agentes del mercado*, a través de sus *OS/OMS*, dentro del plazo establecido en el numeral 2.5.3 b). La información suministrada deberá contener como mínimo la establecida en el numeral 5.16.

2.5.2 El *EOR* informará los resultados del *posdespacho* y la *conciliación* de las *desviaciones en tiempo real* a los *agentes del mercado*, a través de sus *OS/OMS*, dentro del plazo establecido en el numeral 2.5.3 c). La información suministrada para cada *período de mercado* deberá contener como mínimo lo siguiente:

a) [84]Registro de las mediciones del SIMECR;

[80] Se elimina mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[81] Se elimina mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[82] Se elimina mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[83] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[84] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

b) [85]Registro de las mediciones de energía, de importación y exportación, para cada enlace entre áreas de control;

c) *Precios nodales ex-post* para cada nodo de la RTR;

d) [86]El tipo y magnitud de las *desviaciones en tiempo real*;

e) *Conciliación* de las transacciones por *desviaciones en tiempo real*;

f) Resumen de las consideraciones que se tuvieron en cuenta durante la ejecución del *posdespacho*.

2.5.3 Para la determinación de las transacciones resultantes del *predespacho*, *redespachos* y *posdespacho* para cada *período de mercado* en el *MER*, se aplicarán los siguientes plazos:

a) Para cada día de operación, el *EOR*, una vez realizado el *predespacho* del *MER*, y con base en la información de contratos, realizará la *conciliación* de *transacciones programadas* en el *MER*, la cual se considera preliminar. Dicha información será suministrada a los *agentes del mercado* conforme a lo dispuesto en los numerales 5.13 y 5.15;

b) Dentro las veinticuatro (24) horas siguientes al día de la operación, el *EOR*, con base en el *predespacho* y la información de los *redespachos*, realizará e informará la *conciliación* de las *Transacciones Programadas* que incluya las condiciones que se tuvieron en cuenta para la realización de los *redespachos*. Esta información constituirá la *conciliación* de las *Transacciones Programadas* en el *Mercado de Oportunidad Regional* y en el *Mercado de Contratos Regional* que será incluida en el *Documento de Transacciones Económicas Regionales*;

c) [87]A más tardar a los 30 días calendario posteriores al día de la operación, el *EOR* realizará el *posdespacho* y la *conciliación* de las *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real*. El *EOR* entregará los resultados de la *conciliación* de las *Transacciones por Desviaciones* a los *agentes del mercado*, a través de los *OS/OMS* respectivos, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3;

d) Con base en las solicitudes de revisión presentadas por los *agentes*, a través de sus respectivos *OS/OMS*, según lo establecido en el numeral 2.8.1.1, el *EOR* determinará las conciliaciones definitivas a ser incluidas en *el Documento de Transacciones Económicas Regionales* del período de *facturación* respectivo. Las conciliaciones definitivas se realizarán e informarán el día siguiente del vencimiento del plazo para la presentación de las solicitudes de revisión señalado en el numeral 2.8.1.1.

[85] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[86] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[87] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.6 Documento de Transacciones Económicas Regionales

2.6.1 Con base en la información resultante de la *conciliación* de todas las transacciones comerciales que realizan los *agentes* en el *MER*, el *EOR* elaborará el *Documento de Transacciones Económicas Regionales*, DTER, que servirá de soporte para facturar y liquidar los pagos y cobros entre los *agentes del MER y los OS/OMS*. El DTER será elaborado para cada *período de facturación* y contendrá la siguiente información:

a) *Conciliación de Transacciones de Oportunidad Programadas*;

b) *Conciliación* de cantidades de energía de las transacciones por contratos regionales;

c) *Conciliación* de cargos o abonos aplicados a cada agente en el *MOR*, debido al cumplimiento de compromisos contractuales;

d) *Conciliación* por Transacciones de *Desviaciones en Tiempo Real*;

e) *Conciliación* de los cargos por *servicios de transmisión* regional que se definan en el Libro III del *RMER*;

f) Ajustes de conciliaciones de meses anteriores, adjuntando la documentación de soporte;

g) Cargo por el *Servicio de Regulación del MER* prestado por la *CRIE*;

h) Cargo por *Servicios de Operación del Sistema* prestado por el *EOR*;

i) Multas establecidas por la *CRIE* y otros conceptos establecidos en la Regulación Re*gional* que deban ser conciliados por el *EOR*.

2.6.2 [88]En un plazo máximo de siete (7) días hábiles después de finalizar el período de facturación, el EOR presentará a los agentes del MER, a través del OS/OM respectivo, el DTER con el detalle de las transacciones conciliadas para cada agente.

2.6.3 El *EOR* incluirá en el *DTER* la información soporte de las conciliaciones, detallando para cada *período de mercado* y *agente* los resultados obtenidos para cada concepto de cobro y pago, así como la información relevante para que el *agente* respectivo pueda realizar la revisión de la *conciliación* que se suministra.

2.6.4 [89]En caso que un *OS/OM* solicite que se le emita un solo DTER y haya presentado una garantía única que respalde las transacciones y los cargos regionales de sus agentes, el EOR le emitirá un solo DTER de todos sus *agentes* e incluirá en dicho documento la información de soporte de las conciliaciones, detallando para cada *periodo de mercado* y *agente* los resultados obtenidos para cada concepto de cobro y pago, así como la información relevante para que sus *agentes* puedan realizar la revisión de la *conciliación* que se suministra.

2.6.5 Los *agentes* del *MER* podrán solicitar, a través del *OS/OM* respectivo, las revisiones de las conciliaciones incluidas en el *Documento de Transacciones Económicas Regionales* dentro de los plazos establecidos en el numeral 2.8.

[88] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[89] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.6.6 Para efectos de estimar el monto de las *garantías de pago* que cada *agente del mercado* y *OS/OM* tiene disponibles en el *MER*, el *EOR* elaborará un registro diario acumulado de las transacciones económicas del *MER* desde la última *liquidación*.

2.7 Facturación

2.7.1 El *período de facturación* es el período de tiempo para el cual se realizará la conciliación y facturación de las transacciones económicas del MER. El período de *facturación comercial* del MER será de un (1) mes calendario.

2.7.2 El EOR será el responsable de realizar la facturación de las obligaciones de pago en el MER con base en el *Documento de Transacciones Económicas Regionales DTER*.

2.7.3 Se emitirán los documentos de cobro a aquellos *agentes* que durante el período de facturación presenten obligaciones de pago en el MER por concepto de las transacciones realizadas en el Mercado y otros servicios.

2.7.4 A los *agentes del mercado* que resulten con montos a favor en el MER, el EOR suministrará los documentos de pago en el cual les informará los conceptos y valores a su favor para el período de *facturación* respectivo.

2.7.5 El EOR deberá emitir en un plazo máximo de once (11) días hábiles después de finalizado el período de *facturación*, los documentos de cobro y los documentos de pago correspondientes al período de *facturación* respectivo.

2.7.6 Los ajustes a los DTER de períodos de *facturación* anteriores, conforme al numeral 2.8, se incluirán en el DTER siguiente y no causarán intereses financieros.

2.7.7 Los documentos a emitir por parte del EOR deberán contener claramente la información del *agente* respectivo, el período de *facturación* que incluye, la fecha de vencimiento del respectivo documento y la tasa de mora aplicable en caso de incumplimiento en los pagos.

2.7.8 Cuando el EOR, a solicitud del OS/OM, emita un solo DTER, le emitirá a nombre de éste los documentos de cobro y pago correspondientes. Cada OS/OM será el responsable de suministrar a los *Agentes* de su mercado, los documentos de cobro y pago respectivos como resultado de las transacciones regionales.

2.7.9 El EOR elaborará los formatos de documentos de cobro y pago que incluya todos los requisitos mínimos establecidos en cada *país miembro* del *MER*, de manera que se cumpla lo dispuesto en la regulación nacional de cada país.

2.7.10 La CRIE elaborara un formato de documento de cobro que incluya todos los requisitos fiscales y tributarios establecidos en su país sede y que será utilizado por el EOR para realizar el cobro a los *agentes* del Cargo por Regulación del MER y de existir, las multas aplicadas a los mismos.

2.7.11 Cuando se requieran realizar correcciones a la *conciliación* de transacciones como resultado de los procesos de revisión contenidos en el numeral 2.8, el *EOR* ajustará el *DTER* siguiente, indicando en los documentos de soporte lo siguiente:

a) Los valores anteriores y los nuevos valores conciliados por cada concepto;

b) La diferencia presentada por cada concepto; y

c) La documentación que justifica el ajuste realizado.

2.7.12 El vencimiento de los documentos de cobro o pago emitidos por el *EOR*, será a los diez (10) días de la recepción del respectivo documento de cobro o pago. La tasa de interés por mora aplicable, será la tasa LIBOR a 6 meses, vigente a la fecha en que se inició la mora, más 5 %.

2.8 Revisión de las Conciliaciones y Errores de facturación en el *MER*

2.8.1 Solicitudes de Revisión de las Conciliaciones

2.8.1.1 Los *agentes* participantes en el *MER* podrán presentar al *EOR*, a través de su respectivo *OS/OM*, solicitudes de revisión de la *conciliación* diaria de transacciones informada por el *EOR* conforme a lo dispuesto en el numeral 2.5, dentro de los tres (3) *días hábiles* siguientes al día de la publicación de la *conciliación* diaria.

2.8.1.2 Una vez los agentes hayan recibido el DTER, éstos dispondrán de seis (6) días hábiles para la revisión del mismo, incluyendo la revisión de los cargos por servicios de transmisión regional que se definan en el Libro III del RMER, y la presentación de las solicitudes de revisión, las cuales deberán ser comunicadas al EOR, a través del OS/OM respectivo.

2.8.1.3 La solicitud de revisiones de que trata el numeral 2.8.1.2 solamente se podrá realizar en base a los siguientes casos:

a) Cuando se hubieren presentado solicitudes de revisión de las conciliaciones diarias, conforme lo establecido en el numeral 2.8.1.1 a excepción de los casos que involucran cargos por *servicios de transmisión regional; y*

b) Cuando se presenten en el *DTER* diferencias o errores con relación a la conciliaciones diarias.

2.8.1.4 Únicamente podrá presentar la solicitud de revisión de que trata el numeral 2.8.1.2, el agente del mercado que resulta afectado económicamente, para lo cual deberá informar claramente al EOR los motivos de la misma y los períodos de mercado a los cuales hace referencia en su solicitud.

2.8.1.5 Para el proceso de atención de las solicitudes de revisión que presentan los agentes del MER al EOR, éste deberá contar con un sistema que permita llevar el control y hacer seguimiento del estado de cada solicitud, hasta el momento en que se de respuesta final a la misma.

2.8.1.6 La presentación de una solicitud de revisión de una conciliación no suspende la obligación del pago de los documentos de cobro asociados en los plazos de vencimiento señalados.

2.8.1.7 Después que el *EOR* de respuesta a una solicitud de revisión, si el *agente* que la presenta continúa en desacuerdo con la *conciliación* en cuestión, podrá acudir a los mecanismos de solución de controversias detallados en el Libro IV del *RMER*.

2.8.2 Errores en los Documentos de Cobro y Pago

2.8.2.1 Una vez enviada la facturación por parte del EOR, los agentes dispondrán de dos (2) días hábiles para la revisión de la misma y para la presentación de rechazos de los documentos de cobro y pago, lo cual deberá ser notificado al EOR, a través del OS/OM respectivo.

2.8.2.2 El rechazo de un documento de cobro no suspende la obligación del pago del mismo en los plazos de vencimiento señalados.

2.8.2.3 El rechazo de los documentos de cobro y pago se podrá presentar solamente en los casos de:

a) Tachaduras , enmendaduras;

b) Errores aritméticos;

c) Montos diferentes a los incluidos en los documentos de soporte de los documentos de cobro o pago , incluyendo el DTER;

d) Cobro de rubros o cargos no contemplados en la *Regulación Regional*; y

e) Cobro de rubros o cargos que no aplican para el *agente del mercado.*

2.8.2.4 Cuando se presenten rechazos de los documentos de cobro y pago, este hecho no originará intereses financieros sobre el valor rechazado.

2.8.2.5 El EOR dispondrá de dos (2) días hábiles a partir de la recepción de la nota de rechazo para aclarar el rechazo y de ser necesario emitir un nuevo documento de cobro por el valor que corresponda. El Agente dispondrá del mismo periodo definido en este reglamento para el pago del nuevo documento.

2.9 Liquidación del MER

2.9.1 Selección de la Entidad Financiera

2.9.1.1 El *EOR* designará una entidad financiera para la realización de las actividades de *liquidación* de las transacciones y servicios a los *agentes del MER*. En todo caso, el *EOR* mantendrá la responsabilidad por la *liquidación* de las transacciones en el *MER*.

2.9.1.2 Para la selección de la entidad financiera se tendrán en cuenta, entre otros, los siguientes elementos:

a) Los costos asociados a la prestación del servicio;

b) La posibilidad de efectuar transferencias de fondos entre los diferentes *países miembros*;

c) La calificación de riesgo "*grado de inversión*", otorgada por una agencia calificadora reconocida internacionalmente; y

d) Las ofertas de servicios financieros, especialmente el manejo administrativo de las garantías.

2.9.2 Recolección de Pagos

2.9.2.1 El EOR o la entidad financiera encargada de la liquidación del MER, será quien realice el manejo de los fondos correspondientes a los cobros y pagos por las transacciones realizadas y servicios prestados en el MER.

2.9.2.2 El EOR o la entidad financiera encargada de la liquidación del MER, informará a los agentes del MER o a los OS/OM el procedimiento detallado a seguir para la realización de los pagos de los documentos de cobro respectivos. El Procedimiento incluirá, pero sin limitarse a:

a) Los mecanismos para realizar las transferencias bancarias;

b) La apertura de cuentas;

c) El período de verificación de fondos;

d) El manejo de la compensación bancaria.

e) El medio de pago habilitado; y

f) Los reportes a suministrar

2.9.2.3 La publicación del procedimiento señalado en el numeral anterior se hará con al menos treinta (30) días de anticipación a su utilización, bien se trate de su primera vez, o de algún cambio en el mismo.

2.9.2.4 Los agentes deudores deberán realizar el pago de los documentos de cobro de manera que, en las fechas de vencimiento correspondiente, el EOR o la entidad financiera encargada de la liquidación del MER pueda disponer de los recursos para realizar el pago a los respectivos agentes con montos a favor, siguiendo el procedimiento señalado en el numeral 2.9.2.2.

2.9.3 Aplicación de Pagos y Distribución a los Agentes y a los *OS/OMS*

2.9.3.1 [90]Cuando un agente u *OS/OM* realice un pago, el mismo se utilizará para cubrir sus obligaciones pendientes en el *MER*, de la más antigua a la más reciente de acuerdo al orden de prioridad establecido en el numeral 1.9.3.3.

En caso que un OS/OM realice un pago parcial en la cuenta liquidadora del MER, por falta de pago de alguno de sus Agentes, el OS/OM debe remitir al EOR la notificación correspondiente a más tardar en la fecha de vencimiento del respectivo documento de cobro, indicando el nombre del Agente que incumplió el pago y el monto de la deuda, de tal forma que el EOR pueda hacer efectiva la garantía presentada por dicho Agente

2.9.3.2 Los intereses por mora que se liquiden serán asignados, en proporción a los montos de capital que los originan, a los acreedores de dichos montos.

2.9.3.3 Los agentes o el OS/OM informarán por escrito al EOR, en comunicación firmada por el representante legal de cada empresa, el número de cuenta de la entidad financiera en la cual deben ser depositados los fondos producto de las transacciones. En caso que se depositen en la cuenta del OS/OM los fondos producto de las transacciones, el OS/OM se encargara de distribuir dichos fondos entre sus agentes.

2.9.3.4 Los cargos por transferencia de los fondos a las cuentas de las agentes u OS/OMS en otra entidad financiera a la del EOR serán responsabilidad de los agentes u OS/OMS.

2.9.3.5 De corresponder, la información anterior será comunicada por el EOR a la entidad financiera encargada de la liquidación del MER, y podrá ser actualizada en el momento en que el agente lo considere necesario, cumpliendo siempre con el mismo procedimiento.

2.9.3.6 [91]Una vez se encuentren disponibles los recursos de pago en la fecha de vencimiento del plazo establecido en el numeral 2.7.12 del Libro II del RMER, el día hábil posterior, el EOR elaborará el documento de Liquidación de las transacciones comerciales del MER y el siguiente día hábil posterior a esta actividad, realizará la transferencia de fondos a los acreedores a la cuenta señalada en el numeral 2.9.3.3 del libro II del RMER

[90] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[91] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

2.9.3.7 [92]En los casos que los recursos de pago sean insuficientes, se procederá de la siguiente manera:

a) Para el caso de los CURTR, se harán pagos parciales a los agentes transmisores en forma proporcional a los montos acreedores de dicho cargo.

b) Para todos los demás casos, se harán pagos parciales a los agentes u OSOM con montos acreedores, en forma proporcional a dichos montos.

Para tales efectos, el EOR determinará las cuentas por pagar respectivas e inmediatamente informará a todos los OS/OMs y la CRIE del incumplimiento y su responsable.

2.9.3.8 El EOR verificará, antes de realizar un depósito conforme al numeral 2.9.3.5, que el agente o el OS/OM no tenga obligaciones vencidas en el MER. El pago a los *agentes* acreedores en el MER se hará solamente cuando éstos se encuentren sin deudas respecto a sus obligaciones de pago por transacciones y servicios en el MER, en otro caso los montos asignados se utilizarán para abonar a la deuda del *agente*.

2.9.3.9 Los intereses financieros que se presenten por los recursos depositados o garantías en efectivo de los agentes se asignarán a los *agentes u OS/OM* que efectuaron los depósitos o *garantías*. La asignación se realizara conforme al tiempo en que se realizaron los depósitos así como el monto de los mismos.

2.9.4 Mora en el Pago de las Obligaciones en el *MER*

2.9.4.1 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, como se ha establecido en el numeral 2.9.2, causará la *liquidación* de intereses de mora a cargo del agente u *OS/OM* respectivo, a partir del día siguiente a la fecha de vencimiento y hasta el día de pago efectivo, a la tasa de interés señalada en el numeral 2.7.12, sin perjuicio de las sanciones aplicables en virtud de lo señalado en el Libro IV del *RMER*.

2.9.4.2 El día siguiente a la fecha de vencimiento del respectivo documento de cobro sin que el *agente* realice el pago correspondiente, el *EOR* notificará a la *CRIE*, y el *EOR*, o la entidad financiera encargada de la liquidación de los recursos en el *MER*, hará efectivas las garantías presentadas por el *agente u OS/OM* y abonará los montos correspondientes a los respectivos acreedores, liquidando los intereses de mora desde la fecha de vencimiento hasta el momento en que se logre hacer efectiva la garantía.

2.9.4.3 Si el agente u OS/OM no realiza el pago de los montos no cubiertos por las garantías el día siguiente a la ejecución de las mismas, será retirado del predespacho regional conforme a lo dispuesto en el numeral 1.9.3.4.

2.9.4.4 Cuando el agente realice el pago total de sus obligaciones pendientes, incluyendo los intereses de mora liquidados, y no se encuentre suspendido del *MER*, el *EOR* lo incluirá nuevamente en el *predespacho regional* a partir del día siguiente.

2.9.4.5 El incumplimiento de cualquier obligación contractual derivada de la no participación en el MER por falta de pago de un *agente* u *OS/OM*, será responsabilidad exclusiva del agente u OS/OM en mora.

2.9.4.6 El *EOR* elaborará un calendario incluyendo en el mismo las fechas en que se debe realizar la *conciliación*, *facturación* y *liquidación* de las transacciones del *MER*.

[92] Modificado mediante Resolución CRIE-100-2018, del 22 de noviembre de 2018.

2.10 Garantías de Pago

2.10.1 Administración de las Garantías

2.10.1.1 Las garantías por transacciones en el MER serán administradas por la entidad financiera que sea designada por el EOR para la liquidación del MER.

2.10.1.2 La entidad financiera designada evaluará la validez de las garantías presentadas y el EOR determinará el valor por el cual las mismas serán aceptadas para cubrir transacciones en el MER por parte del agente que las presenta. Dicho valor será utilizado por el EOR para verificar diariamente el monto máximo de las transacciones que puede realizar el agente.

2.10.1.3 El EOR por medio de la entidad financiera designada deberá dar seguimiento a las *garantías de pago* ante cualquier modificación o cambio de la misma.

2.10.2 Plazos para presentar Garantías

2.10.2.1 Los plazos para presentar las *garantías* financieras requeridas para la participación de los *agentes* en el *MER* son los siguientes, dependiendo del tipo de *garantía*:

a) Prepagos en efectivo: Se consideraran para la realización del *predespacho* los depósitos en efectivo efectuados por los *agentes* u *OS/OMS*, en las cuentas que disponga el *EOR* o la entidad financiera designada, hasta el día anterior al *predespacho* respectivo y que sean efectivos ese día. El *agente* deberá informar de este depósito a su *OS/OM* respectivo.

b) Otras garantías: Deberán ser presentadas a la entidad financiera designada para su revisión y aprobación. Estas serán consideradas por el *EOR* para el *predespacho* un (1) día después que la institución financiera informe de su aprobación.

2.10.2.2 Los intereses generados por las garantías de los agentes u OS/OMS, administradas por la entidad financiera designada por el EOR, se asignarán a los agentes u OS/OMS respectivos hasta la fecha de vencimiento del documento de cobro de las transacciones que respalda.

2.10.2.3 Los agentes del MER u OS/OMS podrán actualizar las garantías de pago en cualquier momento. Una vez efectuada la actualización de las garantías, el EOR o la entidad financiera designada revisará el monto de las mismas y actualizará el valor asignado como garantías de pago. El EOR informará al agente u OS/OM respectivo sobre el nuevo valor de las garantías.

2.10.3 Garantías en el Predespacho Regional

2.10.3.1 Durante la operación diaria del *MER* y para cada *período de mercado*, una vez efectuado el *predespacho* respectivo, el *EOR* verificará que el valor disponible del agente para cubrir sus obligaciones de pago no sea menor que la garantía mínima establecida en el numeral 1.9.1.3 más un porcentaje adicional para cubrir riesgos por transacciones por *desviaciones en tiempo real*. El valor disponible para cubrir obligaciones de pago en un *período de mercado* determinado será igual al valor de las *garantías de pago* del agente más o menos los montos a favor o en contra del agente acumulados hasta el *período de mercado* precedente, sujeto al numeral 2.10.3.3.

2.10.3.2 Durante los primeros seis (6) meses de vigencia del *RMER*, el porcentaje adicional señalado en el numeral 2.10.3.1 será del diez (10) por ciento. Transcurrido este período, el *EOR*, evaluará este porcentaje para definir un nuevo valor considerando el comportamiento de las transacciones registradas en el *MER*. Este nuevo porcentaje deberá ser sometido a la aprobación de la *CRIE*.

2.10.3.3 Cuando como resultado de los procesos de conciliación establecidos en el numeral 2.5, un agente u OS/OM resulte con montos a favor o en contra por transacciones en el MER, dichas cantidades incrementarán o disminuirán su valor disponible de garantía para efectos de la verificación del cubrimiento de pago de sus transacciones realizada en el predespacho, hasta el día anterior al que se liquidan sus saldos a favor o en contra en el MER.

2.10.3.4 Una vez el EOR efectúe la verificación de garantías establecida en el numeral 2.10.3.1 para cada *período de mercado,* procederá a retirar del *predespacho* para el período respectivo y para los restantes del día, a aquellos agentes que no cumplen con los requisitos de cubrimiento de sus obligaciones de pago y lo considerará nuevamente cuando su situación se haya solventado.

2.10.3.5 En el caso de que un OS/OM presente una garantía única que respalde las transacciones de sus Agentes según el numeral 1.9.1.5, el EOR efectuará la verificación de la garantía establecida en el numeral 1.9.1.4. para cada período de mercado y en caso que ésta sea insuficiente procederá a retirar del predespacho para el período respectivo y para los restantes del día, a aquellos agentes que están siendo respaldados por esa garantía.

3. Operación Técnica del MER

3.1 Alcance del Capítulo 3

3.1.1 Este capítulo define los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios la coordinación, supervisión y control de la operación del *MER*, dentro de los estándares de *calidad, seguridad y desempeño* regionales. En este capítulo se definen las reglas para la operación técnica del *MER* a ser realizada por el *EOR* en coordinación con los *OS/OMS* y los *agentes*.

3.1.2 Se presenta en este Capítulo los aspectos relacionados con la operación técnica del *MER*, incluyendo los siguientes:

a) Los procedimientos y responsabilidades para la operación jerárquica del *MER*, en un esquema coordinado entre el *EOR*, los *OS/OMS*, y los *agentes*;

b) Los requerimientos y medios de almacenamiento de la información operativa del *MER*;

c) Los medios e instalaciones necesarias para las comunicaciones, la supervisión de la *RTR* y el suministro de información operativa;

d) Los procedimientos para la programación de *mantenimiento*s de las instalaciones de la *RTR*, así como los requisitos a cumplir por las nuevas instalaciones que se incorporen a la *RTR*;

e) Los criterios de *calidad*, *seguridad* y *desempeño* regionales a considerar en la operación y planeamiento de la operación del *SER*;

f) Los requisitos de información, los programas de simulación, modelos informáticos y criterios para que el *EOR* efectúe los análisis de *seguridad operativa* y el *planeamiento operativo* para horizontes de corto y mediano plazo;

g) La *operación en tiempo real* del *SER*, necesaria para mantener el control de las transacciones por los enlaces entre *áreas de control* y las inyecciones y retiros programados, así como mantener la frecuencia y el voltaje de acuerdo con los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales;

h) Los procedimientos para efectuar las auditorías técnicas al desempeño del *EOR*.

3.2 Operación Jerárquica del MER

3.2.1 La operación técnica del *MER* se basa en un esquema jerárquico en el cual el *EOR* coordina la operación con los *OS/OMS* de los *países miembros*. La coordinación entre el *EOR* y los *OS/OMS* se hará sobre la base de los procedimientos técnicos y operativos establecidos en este Reglamento, según el siguiente esquema general:

a) El *EOR* coordinará la operación técnica del *SER*;

b) En cada país las funciones de la operación técnica del *SER* se llevarán a cabo por el *OS/OM* correspondiente en coordinación con el *EOR*;

c) Cada *OS/OM* tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales y nacionales;

d) En *estado operativo normal*, los *agentes* tendrán la obligación de cumplir con las *TOPs* y las *transacciones programadas* del *Mercado de Contratos Regional* en cada nodo de la *RTR*;

e) La coordinación operativa y el intercambio de información entre el *EOR* y los *OS/OMS* deberá ser efectuada según las reglas establecidas en este Libro para el *Predespacho*, la *operación en tiempo real* y los análisis del *Posdespacho*.

3.2.2 Para el cumplimiento del esquema jerárquico de operación del *MER*, los *OS/OMS* estarán obligados a:

a) Cumplir con la ejecución y supervisión de maniobras, la realización de pruebas, la coordinación de la operación, el intercambio de información y la comunicación entre sus centros de control y el *EOR*, considerando la regulación de cada país;

b) Coordinar en su *área de control*, la operación de la *RTR* de manera tal que toda maniobra o prueba sobre las instalaciones no comprometa la *calidad, seguridad y desempeño* del *SER*;

c) Intercambiar con el *EOR* y mantener actualizada la información relacionada con la *seguridad operativa*, la *operación en tiempo real* y la evaluación de los eventos que afecten la operación regional;

d) Gestionar en sus respectivos países el adecuado *mantenimiento* de la infraestructura asociada a la *RTR*, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del *SER*.

3.2.3 Para el cumplimiento del esquema jerárquico de operación del *MER*, los *agentes* estarán obligados a:

a) Realizar físicamente las maniobras o permitir su ejecución de manera remota por el respectivo *OS/OM*, a realizar las pruebas técnicas requeridas y a ser los responsables de su correcta ejecución así como de la seguridad de las personas y de las instalaciones durante las mismas, respetando las regulaciones nacionales;

b) Efectuar el adecuado *mantenimiento* de sus instalaciones asociadas a la *RTR*, incluidas las instalaciones necesarias para realizar la supervisión, control y las comunicaciones del *SER*.

3.2.4 Coordinación con los OS/OMS

3.2.4.1 El sistema regional se operará coordinadamente entre el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes*, de acuerdo al siguiente esquema:

a) Cada *OS/OM* coordinará la operación del sistema nacional, de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales en los nodos de la *RTR*;

b) Los *OS/OMS* informarán al *EOR* todo cambio, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER y/o las inyecciones o retiros programados;

c) Cada *OS/OM* verificará en su *área de control* la prestación de los *servicios auxiliares* regionales por parte de los *agentes*, asimismo realizará las acciones necesarios para garantizar su cumplimiento e informando al *EOR* las causas o justificaciones del no cumplimiento;

d) El *EOR* coordinará el manejo de la emergencia conforme a este Libro, dando prioridad a mantener la integridad del SER y mantener o restaurar la continuidad del servicio. El *EOR* podrá elaborar el *redespacho* para las nuevas condiciones y ajustar las *transacciones programadas* utilizando las *ofertas de oportunidad*, de flexibilidad de contratos y de *pago máximo por CVT* y los compromisos contractuales considerados en el *predespacho*;

e) El *EOR* no realizará directamente maniobras en la *RTR*, sino que instruirá a los *OS/OM* para que éstos ordenen su ejecución a los *agentes*, de acuerdo al esquema jerárquico previsto;

f) Los *agentes* serán los responsables de operar y efectuar los *mantenimientos* a sus instalaciones, de acuerdo con la regulación nacional y regional, sujetándose a la coordinación operativa por parte del *EOR* y los *OS/OMS*;

g) Los *agentes transmisores* adicionalmente serán los responsables de coordinar y efectuar el ajuste de las protecciones en coordinación con el *OS/OM* respectivo, de acuerdo a lo definido en el Libro III del *RMER*;

h) El *EOR* deberá contar con la lista oficial de personas de contacto de los *OS/OMS* en cada país. Los *OS/OM* deberán actualizar y publicar en el sitio de Internet del *EOR* la lista cada vez que se presenten cambios a la misma;

i) El *EOR* deberá elaborar y mantener actualizados planes de contingencia, que le permita seguir desempeñando las funciones básicas de operación ante eventos que afecten su capacidad normal de coordinar y supervisar la operación del *SER*. Dichos planes deberán ser puestos a conocimiento de los *OS/OMS* y cualquier modificación deberá ser informada con al menos quince (15) días de anticipación a su entrada en vigencia.

3.2.5 Coordinación con los Agentes

3.2.5.1 La coordinación de las funciones de operación y supervisión de las instalaciones de la *RTR* entre los *agentes* y el *EOR* se realizará a través del *OS/OM* correspondiente.

3.2.5.2 Todos los agentes deberán mantener el equipamiento necesario para llevar a cabo las funciones asignadas de operación, supervisión y control.

3.2.5.3 Los agentes transmisores deberán:

a) Estar continuamente enlazados a través del sistema de comunicación con el *centro de control* del *OS/OM* respectivo para recibir instrucciones de tipo operativas e informar acerca de emergencias o de la existencia de cualquier situación anormal;

b) Cumplir y ejecutar las instrucciones recibidas de los *OS/OMS* en la coordinación de la operación de la *RTR* con el *EOR*;

c) Enviar a través de los *OS/OM*, en los medios y forma establecidos en este Libro, la información requerida por el *EOR* para el planeamiento y la *operación en tiempo real*;

d) Coordinar con el *OS/OM* respectivo los programas de *mantenimiento* de las instalaciones, conforme los procedimientos definidos en Libro III del *RMER* y acatar los programas de *mantenimiento* coordinados por el *EOR*;

e) Realizar con el *OS/OM* respectivo la coordinación del sistema de protecciones de la *RTR*;

f) Enviar la justificación técnica de los valores declarados para la coordinación de las protecciones para la *RTR*, cuando el *EOR* lo considere necesario;

g) Permitir que el *EOR* inspeccione, ya sea directamente o a través de terceros, sus instalaciones con el fin de verificar el cumplimiento de las normas de diseño y los requerimientos de coordinación de protecciones establecidos.

3.2.5.4 Si como resultado de las inspecciones definidas en el anterior literal (g) el *EOR* considera que se han incumplido las normas de diseño o los requerimientos de coordinación de protecciones, el *EOR* reportará al *OS/OM* y a la *CRIE* la situación de incumplimiento junto con los datos y antecedentes para su evaluación. La *CRIE*, conforme a los procedimientos establecidos en el Libro IV del *RMER*, iniciará una investigación para determinar si se cometió una infracción y proceder a aplicar las sanciones del caso.

3.2.5.5 Si durante la operación surge algún problema técnico que ponga en riesgo la *calidad, seguridad y desempeño* de la *RTR*, el *EOR* procederá a tomar las acciones necesarias para preservarlas, informando en primer lugar a las partes que se vean afectadas por la medida y luego a la *CRIE* junto con la justificación de la misma, sin que tal decisión de lugar a indemnización de perjuicio alguno.

3.3 Base de Datos Regional Comercial y Operativa

3.3.1 El *EOR* desarrollará y administrará una *Base de Datos Regional* conforme a lo establecido en el numeral 2.4 del Libro I del *RMER*. Esta *Base de Datos Regional* contendrá la información necesaria para el planeamiento y la operación técnica y comercial del *SER*.

3.3.2 En lo que respecta a la información técnica, la Base de Datos Regional operativa incluirá los parámetros de los sistemas de transmisión, generación y demanda más toda la información necesaria para la realización de los estudios de *seguridad operativa, planeamiento operativo, el predespacho, el posdespacho, la evaluación de los eventos* ocurridos en el SER, la disponibilidad de la RTR, planes de expansión de transporte y generación y las diferentes simulaciones del funcionamiento integrado que se realicen por parte del EOR.

3.3.3 En lo que respecta a la información técnica, la información contenida en la Base de Datos Regional deberá ser mantenida por el EOR con una historia mínima de cinco (5) años.

3.3.4 Información a Contener

3.3.4.1 La *Base de Datos Regional* deberá mantenerse y actualizarse conforme se establece en este Reglamento. La información técnica a contener incluirá, sin estar limitada a, los siguientes grupos de datos:

a) Grupo 1, Datos o parámetros de las instalaciones de generación (turbinas, gobernadores, excitadores, impedancias, dispositivos de control de generación, compensadores sincrónicos, etc.);

b) Grupo 2, Parámetros de arranque y parada de unidades generadoras, mínimos de generación y demás *restricciones operativas*;

c) Grupo 3, Datos de Instalaciones de Transmisión: Parámetros eléctricos de las instalaciones que conforman la red de transmisión (interruptores, seccionadores, líneas aéreas, cables subterráneos, instalaciones de compensación, protecciones, etc.);

d) Grupo 4, Perfiles de Demanda, Información de Consumo de Energía, Proyecciones y Característica de la Carga del SER;

e) Grupo 5, *Servicios Auxiliares*: Disponibilidades para *servicios auxiliares*, parámetros y restricciones asociadas a la prestación de los mismos;

f) Grupo 6, Planes de Mantenimiento: Planes de mantenimiento de las instalaciones de transmisión y generación;

g) Grupo 7, Información para los análisis de *Seguridad Operativa* y el *Planeamiento Operativo*: Toda la información adicional solicitada en este Reglamento para efectuar los análisis de *seguridad operativa* y el *planeamiento operativo*;

h) Grupo 8, Reporte de Eventos del SER y de Fallas de la *RTR*: Reportes de eventos que afecten el SER y de disponibilidad de la *RTR*;

i) Grupo 9, Datos de los *agentes* y el *Mercado*: Información adicional para efectuar el *predespacho* y *redespacho* del *MER*;

j) Grupo 10, Informes y Estudios Regionales: Todos los informes y estudios regionales elaborados por los *OS/OMS*, el *EOR* y otros *organismos regionales*;

k) Grupo 11, Información de los Enlaces Extraregionales: parámetros eléctricos y otra información de los enlaces extraregionales requerida para efectuar los estudios de *planeamiento* y de *seguridad operativa*.

3.3.5 Requisitos a Cumplir por los *OS/OMS*

3.3.5.1 Con relación a la *Base de Datos Regional*, los *OS/OMS* deberán cumplir lo siguiente:

a) Organizar y mantener bases de datos nacionales, de libre acceso al *EOR*, con las características del sistema de transmisión nacional, topología de la red de transmisión, características y parámetros de generadores, demanda y perfiles de demanda por nodo, proyecciones y características de la carga y niveles de generación por nodo;

b) Organizar una base de datos nacional, de libre acceso al *EOR*, de la operación histórica del sistema que supervisa;

c) Organizar una base de datos nacional, de libre acceso al *EOR*, de los estudios operativos y de la expansión del sistema que supervisa;

d) Incorporar a las bases de datos nacionales la información técnica proveniente del *MER* (de bases de datos del *EOR* y de otros *OS/OMS*), para información de los *agentes* del respectivo país; y

e) Incorporar a las bases de datos nacionales los análisis y resultados de la operación del *MER*, para información de los *agentes* del respectivo país.

3.3.5.2 Los *OS/OMS* son responsables de solicitar a los *agentes* y validar toda la información necesaria para mantener actualizada la *Base de Datos Regional*.

3.3.6 Requisitos a Cumplir por el *EOR*

3.3.6.1 Con relación a la *Base de Datos Regional*, el *EOR* deberá cumplir lo siguiente:

a) Solicitar a los *OS/OM* toda la información requerida en este Reglamento;

b) Centralizar todo intercambio de información, dentro de los plazos de este Reglamento;

c) Organizar y administrar una *Base de Datos Regional* de libre acceso a los *OS/OMS*, los *agentes* y la *CRIE*;

d) Poner a disposición de cada *OS/OM* los resultados del *predespacho*, *redespacho* y *posdespacho* regionales, así como los informes posoperativos del *MER;*

e) Revisar la información suministrada por los *OS/OMS*. En caso de existir inconsistencias, se tratarán según se establece en este Reglamento;

f) Velar porque la información de la *Base de Datos Regional* se mantenga actualizada;

g) Definir los formatos para el suministro de la información de la Base de Datos R*egional*. El *EOR* deberá informar con al menos quince (15) días de anticipación a los *OS/OMS* cualquier modificación a dichos formatos.

3.3.7 Actualización de Datos

3.3.7.1 Cada *OS/OM* estará obligado como mínimo a la actualización semestral de la información con destino a la *Base de Datos Regional*, en los meses de mayo y noviembre de cada año, o cuando exista un cambio significativo en la configuración de su sistema. Información específica será actualizada según se disponga en este Reglamento. Si un *OS/OM* no actualiza dicha información, el *EOR* utilizará la información más reciente que disponga e informará del hecho a la *CRIE*.

3.3.7.2 No es obligatorio que toda la información contenida en la *Base de Datos Regional* sea obtenida en tiempo real ni en forma automática. La información de parámetros y algunos datos básicos podrá ser declarada y enviada por carta, fax o medios electrónicos. La información operativa podrá ser intercambiada por medios electrónicos. Los datos de eventos, registradores de fallas y *secuencia de eventos* podrán ser intercambiados bajo pedido por medios electrónicos. Los datos operativos deberán contar con los canales y la automatización suficiente para ser intercambiados en tiempo real.

3.3.7.3 En todo caso, corresponderá al *EOR* definir la forma y medios por los cuales se actualizará la información en la *Base de Datos Regional*. El *EOR* informará a los *OS/OMS* los datos que requieren ser actualizados en tiempo real o en forma automática. En caso que el *OS/OM* no cuente con los medios para la actualización automática o en tiempo real, éste presentará para aprobación del *EOR* un cronograma de actividades tendiente a dar cumplimiento a este requerimiento.

3.3.7.4 La información relacionada con los precios y cantidades declaradas para el *predespacho regional* será de libre acceso a partir del momento en que el *EOR* publique el *predespacho regional*.

3.4 Telecomunicaciones, Intercambio de Información y Supervisión Operativa

3.4.1 Requisitos del Sistema de Telecomunicaciones y Supervisión Operativa

3.4.1.1 El *EOR* deberá disponer de medios de supervisión y del sistema de telecomunicaciones que permitan vincularlo con los *OS/OMS*, los cuales deben ser adecuados para transmitir en forma bidireccional la información necesaria para la operación técnica del *SER*, de acuerdo con las normas y requisitos definidos en este Libro.

3.4.1.2 Las vinculaciones entre los *centros de control* de los *OS/OMS* y el *centro de control* del *EOR* deberán cumplir los requisitos técnicos de telecomunicaciones y supervisión establecidos en el Anexo 2 "Requisitos de Supervisión y Comunicaciones".

3.4.1.3 Deberán existir, como mínimo, los siguientes servicios de telecomunicaciones:

a) Transmisión de datos del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT);

b) Comunicaciones de voz y sus equipos de grabación asociados; y

c) Servicio de fax y correo electrónico.

3.4.1.4 Estos servicios podrán ser satisfechos mediante recursos propios, o también mediante la libre contratación total o parcial de los mismos a prestadores de servicios de telecomunicaciones, o una combinación de estas modalidades.

3.4.1.5 Los recursos utilizados para la comunicación operativa estarán destinados al uso exclusivo de los operadores del *EOR* y los *OS/OMS*. Los acuerdos o intercambio de información que por su urgencia deban realizarse en forma verbal, deberán ser confirmados por escrito, a la mayor brevedad posible.

3.4.1.6 Todas las comunicaciones operativas relacionadas con la coordinación de la operación técnica del *SER*, serán realizadas entre el *EOR* y los *OS/OMS*. En caso que el *EOR* identifique en tiempo real que existen problemas que no permitan establecer la comunicación con un *OS/OM*, la coordinación podrá efectuarse entre los *OS/OMS* e informar posteriormente al *EOR*.

3.4.2 Intercambio de Información Operativa

3.4.2.1 Los OS/OMS intercambiarán con el EOR, la información técnica y operativa requerida para la operación del SER, de acuerdo a los procedimientos, medios y plazos que se indican en este Reglamento.

3.4.2.2 El EOR en forma conjunta con los OS/OMS definirá la nomenclatura a emplear para identificar a cada agente y elemento de la RTR para la coordinación, supervisión y control de la RTR.

3.4.2.3 Previo a toda modificación en las instalaciones que puedan afectar la operación de la RTR, cada OS/OM deberá informar de la misma al EOR y demás OS/OMS, tales como alteraciones en esquemas de protecciones o en la capacidad operativa de las instalaciones.

3.4.2.4 El EOR mantendrá actualizado un listado del personal perteneciente a cada uno de los OS/OMS que esté relacionado con la operación del SER. Se identificará el cargo de la persona y el medio para ubicarlo. Cualquier cambio que el OS/OM efectúe en su personal autorizado, deberá comunicarlo al EOR, con al menos quince (15) días de anticipación.

3.4.3 Comunicaciones en Tiempo Real

3.4.3.1 Cualquier comunicación entre el personal del *EOR* y los *OS/OMS* deberá contener, en forma explícita, la siguiente información:

a) El nombre y apellido del emisor;

b) El nombre del país o entidad respectiva;

c) La identificación de la instalación en cuestión;

d) La instrucción operativa; y

e) La hora en la cual se debe ejecutar la instrucción.

La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió, que ésta fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá verbalmente a través de teléfono o radio, con grabación permanente o de un medio en el que se verifique una constancia escrita.

3.4.3.2 Toda la información necesaria para la *operación en tiempo real*, solicitada por el *EOR* o un *OS/OM*, deberá ser suministrada a la brevedad posible. Igualmente, cualquier evento que ocurra en el *SER* que pueda afectar las inyecciones o retiros programados a través de la *RTR* o la *calidad* y *seguridad* regionales, deberá ser informado al *EOR* y éste informará a todos los demás *OS/OMS*, a la brevedad.

3.4.3.3 En las comunicaciones operativas se deberán denominar las instalaciones de la RTR con su identificación completa y con la nomenclatura acordada por el *EOR* con los *OS/OMS*.

3.4.3.4 Ante la ocurrencia de cualquier evento que implique la necesidad de alteración a las inyecciones o retiros programados, los OS/OMS correspondientes deberán comunicarlo al EOR a la brevedad posible, pero siempre dentro de los siguientes diez (10) minutos, excepto en el caso de estados de emergencia, en los cuales se podrá operar sin dar aviso y luego se informará al EOR el motivo de tal acción. El OS/OM deberá informar al EOR sobre todo evento ocurrido conforme a los procedimientos incluidos en Libro III del RMER y podrá solicitar el *redespacho* correspondiente, conforme a las causas de *redespacho* definidas en el numeral 5.17.7.

3.4.3.5 Las comunicaciones operativas para la coordinación de maniobras deberán ser dictadas de forma pausada y de manera clara, para registrarlas en la bitácora y en los equipos de grabación, tanto del EOR como de los OS/OMS. En casos de urgencia, la anotación se podrá efectuar a posteriori, respetando los conceptos de la conversación e indicando la hora, el lugar y los funcionarios de cada OS/OM y el EOR involucrados.

3.4.4 Comunicaciones Pre y PosOperativas

3.4.4.1 La información operativa que el *EOR* requiere para el *predespacho* y el seguimiento diario posoperativo, deberá ser enviada por los *OS/OMS*. Dicha información incluye, sin limitarse a, la siguiente:

a) Para el *predespacho*, aquélla relacionada con el numeral 5;

b) La energía medida para cada *período de mercado* de los intercambios por los enlaces entre áreas de control y de las inyecciones y retiros realizados (MWh) en la *RTR*, que deberá ser informada por cada *OS/OM* al *EOR* antes de las 10:00 horas del día siguiente; y

c) Además de la información intercambiada en tiempo real, los eventos ocurridos en el SER serán informados conforme el procedimiento definido en el Libro III del *RMER*.

3.4.5 Supervisión Técnica del *MER*

3.4.5.1 La coordinación y supervisión de la operación técnica del MER requerirá que el EOR en conjunto con los OS/OM cuente con la información en tiempo real necesaria. Para ello, el EOR deberá contar con los medios informáticos y de comunicaciones que vinculen el *centro de control* del EOR con los *centros de control* de los *OS/OMS*.

3.4.5.2 El *EOR* deberá contar con un sistema propio de supervisión (SCADA) para la operación del *SER.*

3.4.5.3 Cada subestación asociada a la *RTR* deberá contar con las instalaciones de supervisión necesarias que le permitan al *EOR*, por intermedio de los *OS/OMS*, disponer en tiempo real de las señales de voltaje, potencia activa, reactiva, posición de equipos de maniobra (estado de interruptores y seccionadores, así como posiciones de taps de transformadores), estado de algunos equipos auxiliares y de los equipos de compensación de las instalaciones asociadas a la *RTR.*

3.4.5.4 El EOR determinará las subestaciones de la RTR que deberán contar con equipos registradores de fallas para obtener evidencia de la operación de la RTR e identificar responsabilidades ante estados de emergencia e incumplimientos de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales.

3.5 Auditorías al EOR

3.5.1 Cada dos (2) años, el *EOR* deberá someterse a una (1) auditoría técnica, o a cualquier otra solicitada por la *CRIE*, con el fin de revisar el cumplimiento de los procedimientos establecidos en el *RMER* y la efectividad de los sistemas utilizados en la operación y administración del *MER*, incluyendo entre otros los siguientes:

a) Procesos de *predespacho*, *redespacho* y *posdespacho*;

b) Procesos de *conciliación*, *facturación* y *liquidación*;

c) Procesos de coordinación y supervisión del *SER*;

d) Procesos de *planeamiento operativo* y *seguridad operativa;*

e) Sistemas de información y procesos de administración del software; y

f) Aspectos específicos del *EOR* solicitados por la *CRIE*.

3.5.2 El *EOR*, deberá suministrar y permitir el acceso requerido a registros, procesos, personal y sistemas informáticos para el cumplimiento de las auditorías. El *OS/OM* proporcionara la información requerida para la comprobación de la información suministrada por el *EOR*.

3.5.3 Los informes de auditoría deberán incluir como mínimo un resumen de la auditoría, las pruebas realizadas y las conclusiones y recomendaciones de la misma. El informe de auditoría será entregado a la CRIE, quien lo pondrá a disposición del EOR, para sus comentarios y observaciones.

3.5.4 Con base en los informes de auditoría, el EOR deberá elaborar un plan de acción donde especifique la manera y plazos en que planea corregir las deficiencias detectadas. Dicho plan deberá ser informado a la CRIE.

3.5.5 El costo de la auditoría anual de gestión será incluido en el presupuesto de la CRIE.

4. Planeamiento de la Operación

4.1 Alcance del Capítulo 4

4.1.1 Este capítulo define los criterios, responsabilidades, procedimientos y requisitos necesarios para realizar el *planeamiento operativo*, dentro de los estándares de *calidad, seguridad y desempeño* regionales.

4.1.2 El planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles de generación, de combustibles primarios y de los recursos de transmisión de la región de América Central deberá reflejar de la mejor forma posible la operación esperada del *MER*. Esta planeación tendrá por objeto proveer información indicativa sobre el *MER*, anticipar el comportamiento de los niveles de *calidad, seguridad y desempeño* del *SER*.

4.1.3 Para realizar el planeamiento de la operación se efectuará una descomposición funcional y temporal. La descomposición funcional considerará el *planeamiento operativo* y la *seguridad operativa*. La descomposición temporal establecerá para la *seguridad operativa* un horizonte de mediano plazo de uno (1) a dos (2) años y de corto plazo el horizonte del *predespacho* y la *operación en tiempo real*; para el *planeamiento operativo* un horizonte de mediano plazo de uno (1) a dos (2) años.

4.1.4 Los análisis del *planeamiento de la operación* de mediano plazo se deberán realizar al menos cada doce (12) meses, o con una periodicidad menor según lo ameriten las circunstancias prevalecientes.

4.1.5 El planeamiento deberá ser indicativo y flexible, de tal forma que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas y económicas en la región, cumpliendo con los Criterios de *calidad, seguridad y desempeño*.

4.2 Seguridad Operativa

4.2.1 El detalle de los estudios de *Seguridad Operativa* que se realizaran en el *SER* se definen en el Libro III del *RMER*.

4.3 Planeamiento Operativo de Mediano Plazo

4.3.1 En este proceso se calculará la producción esperada (MWh) de los distintos recursos de generación y la utilización de combustibles utilizados en las plantas térmicas que cumplan con el criterio de maximizar el valor esperado del valor presente neto del *beneficio social* de la región, considerando los recursos de generación en forma coordinada y las limitaciones eléctricas del *SER*.

4.3.2 El *planeamiento operativo* del *MER* tendrá como objetivo suministrar a los *agentes*, actuales y futuros, los *OS/OMS* y a la *CRIE*, los análisis que se lleven a cabo por parte del *EOR* relacionados con la evolución esperada del uso de los recursos energéticos asociados con el suministro de energía eléctrica de la región, así como de la evolución de los indicadores de *confiabilidad* energética, dando señales de:

a) Evolución esperada de uso de los recursos de generación y de combustibles primarios de la región;

b) Retroalimentación para el planeamiento de la expansión de generación y transmisión, impacto de las congestiones de red y conveniencia de expansiones;

c) Comportamiento esperado de los criterios de *confiabilidad* energética asociados a la posibilidad de abastecimiento futuro de la demanda en la región;

d) Coordinación de la planeación regional con los planes de expansión de generación y/o transmisión nacionales, según sea el caso;

e) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de volúmenes esperados de transacciones de energía eléctrica entre países; y

f) Coordinación de *mantenimientos* del SER.

4.3.3 La frecuencia de actualización del *planeamiento operativo* será anual, o antes si las circunstancias así lo indican. El horizonte de *planeamiento operativo* será de uno (1) a dos (2) años y las etapas máximas de resolución será de un (1) mes.

4.4 Criterios

4.4.1 Se utilizarán los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* adoptados para la operación del *MER* aplicables a los análisis de mediano plazo.

4.4.2 La función objetivo para encontrar la política óptima de la evolución esperada del *MER* será la de maximizar el *beneficio social* de la región.

4.5 Programas de Simulación

4.5.1 La herramienta utilizada por el *EOR* para el *planeamiento operativo* regional deberá ser un modelo que calcule la política operativa óptima del *MER* y que refleje de la mejor manera posible las reglas del mismo, tomando en cuenta:

a) Descripción operativa de las plantas hidroeléctricas: capacidad, balance hídrico, límites de turbinamiento y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento y restricciones aguas abajo;

b) Descripción, según aplique, de las plantas térmicas, geotérmicas, eólicas, etc.: capacidad máxima y mínima, restricciones de generación por grupo, curvas de costo, consumo de combustible con uno o más combustibles, reservas de combustibles;

c) Representación de los compromisos contractuales firmes que impliquen cumplimiento físico de inyecciones o retiros de energía;

d) Aspectos de incertidumbre hidrológica: deberá permitir utilizar un modelo estocástico de caudales que represente las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial de los caudales, sequías, etc.), o secuencias históricas de caudales, o secuencias hidrológicas específicas para condiciones particulares;

e) Descripción del sistema de transmisión, considerando: topología, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones eléctricas, límites de exportación e importación por *área de control* y en general, los resultados de la *seguridad operativa*; y

f) Proyección de la demanda y otros datos relevantes.

4.6 Información

4.6.1 Los *OS/OMS* tienen la obligación de suministrar al *EOR* y mantener actualizada la información requerida para el planeamiento operativo en los medios y formatos definidos por el *EOR* e incluidos en la *Base de Datos Regional*.

4.6.2 Cada Agente, a través del *OS/OM* respectivo, y los *OS/OM* deberán suministrar al *EOR* la siguiente información, pero sin estar limitada a:

a) Parámetros técnicos del sistema de transmisión y topología actual;

b) Proyecciones de demanda de energía y potencia;

c) Plan de expansión de generación y transmisión nacional;

d) Fechas de retiro de plantas e instalaciones;

e) Programas de *mantenimientos* de las instalaciones del *SER* que afecten la *RTR;*

f) Series históricas mensuales de caudales, irrigación, consumos de acueductos, aportes, bombeos y evaporación;

g) Diagramas topológicos de cada una de las cadenas que constituyen los sistemas hidroeléctricos;

h) Parámetros técnicos de embalses, plantas hidroeléctricas, plantas térmicas, geotérmicas, eólicas, etc.;

i) Características y limitaciones en la disponibilidad en combustibles primarios;

j) Costos de combustibles para generación térmica;

k) Costos de Administración, Operación y Mantenimiento de las plantas térmicas;

l) Costos de racionamiento.

m) Restricciones técnicas de elementos del *SER* que afecten la *RTR*.

n) Generación necesaria para cumplir condiciones técnicas o contractuales de las plantas de generación (contratos físicos, seguridad, etc.).

o) Índices de disponibilidad de las instalaciones de generación y de los elementos individuales de la *RTR*.

p) Información de los *enlaces extraregionales*.

4.6.3 La información para el *planeamiento operativo* energético se canalizará a través de cada *OS/OM*, quien la actualizará semestralmente en la *Base de Datos Regional*, en los meses de mayo y noviembre de cada año.

4.7 Publicación de Resultados

4.7.1 El *EOR* deberá producir un informe periódico, con los resultados obtenidos de los estudios de *planeamiento operativo*, donde muestre el comportamiento futuro esperado del *MER*. Los resultados de los estudios serán enviados por el *EOR* a los *OS/OMS*, y a los *agentes transmisores* e incluirá en la *Base de Datos Regional* la información técnica y económica utilizada para dichos estudios.

4.7.2 El *EOR* publicará los resultados del planeamiento operativo semestralmente, a más tardar el quince (15) de julio y quince (15) de enero de cada año.

4.7.3 Los *OS/OMS* y los agentes del *MER* podrán efectuar observaciones a los estudios publicados por el *EOR*; que en el caso de los agentes se canalizarán a través de su respectivo *OS/OM*. Cada *OS/OM* será el responsable en su país de presentar a sus agentes los resultados e implicaciones de los estudios regionales efectuados por el *EOR*.

4.8 Informe de Resultados

4.8.1 Los informes de resultados del *Planeamiento Operativo* que el *EOR* pondrá a disposición de los *OS/OMS* y los *agentes* del *MER* a través de los *OS/OM*, según corresponda, abarcarán los siguientes temas:

a) Evolución esperada del uso de los recursos de generación de la región;

b) Evolución esperada del uso de combustibles primarios;

c) Evolución de los indicadores de *confiabilidad* energética del SER;

d) Intercambios esperados de energía en los nodos frontera; y

e) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de los volúmenes esperados de transacciones.

5. Predespacho Regional y Desviaciones

5.1 Alcance del Capítulo 5

5.1.1 Se presenta en este Capítulo los procedimientos para la ejecución diaria del *predespacho* del *MER*, el cual operará en dos (2) niveles sucesivos: el *EOR* en el nivel regional y el *OS/OM* de cada país en el nivel nacional y el Posdespacho Regional, incluyendo lo siguiente:

a) La ejecución del *predespacho regional*, el cual abarca las ofertas de inyección y retiro en los diferentes nodos de la *RTR*, los contratos regionales, las *ofertas de flexibilidad* de los contratos, las *ofertas de pago máximo por CVT*, el modelo de *predespacho* para determinar las *transacciones programadas* y toda la coordinación del flujo diario de información entre el *EOR* y los *OS/OMS*;

b) La *operación en tiempo real* del *SER*, necesaria para mantener el control de las transacciones por los enlaces entre *áreas de control* y las inyecciones y retiros programados, así como mantener la frecuencia y el voltaje de acuerdo con los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales;

c) Los procedimientos para el tratamiento operativo de las desviaciones a las *transacciones programadas*, así como la definición de las causas para efectuar un *redespacho* en el *MER;*

d) Las responsabilidades y procedimientos en la ejecución de maniobras en las instalaciones asociadas a la *RTR* y la forma de actuar frente a estados de emergencia del *SER*;

e) Los requisitos, coordinación y seguimiento del desempeño de *servicios auxiliares* en el *MER*, según se detallan en el Libro III del *RMER,*;

f) Los procedimientos y flujo de información necesarios para el reporte de eventos en el *SER*, incluido el seguimiento del desempeño de la *RTR* en cuanto a la disponibilidad de sus instalaciones.

5.2 Ofertas de Oportunidad y Compromisos Contractuales

5.2.1 Cada *OS/OM* informará al *EOR* para cada uno de los *períodos de mercado* del día siguiente, las correspondientes ofertas de inyección y retiro de oportunidad regional en los nodos de la *RTR*, así como los compromisos contractuales de sus agentes y sus ofertas asociadas.

5.2.2 Todos los agentes autorizados a realizar transacciones en el *MER* estarán obligados a presentar ofertas de oportunidad al *MER*. Cada *OS/OM* deberá poner todos los días a consideración del *EOR* las ofertas de inyección y retiro en cada nodo de la *RTR* correspondiente.

5.2.3 La cantidad de dichas ofertas mencionadas en el numeral 4.6.2.2, sólo estará limitada por:

a) La capacidad técnica de inyectar y retirar energía en la *RTR* tomando en cuenta los criterios de seguridad y calidad establecidos en la regulación nacional*; y*

b) Por el requerimiento de suplir la demanda y la disponibilidad de recursos de generación en cada país.

Ningún *agente* autorizado a realizar transacciones en el *MER* u *OS/OM* podrá negarse a informar las *ofertas de oportunidad* al *MER*, que estarán limitadas sólo por las razones técnicas mencionadas.

5.2.4 Cada *OS/OM* deberá poner todos los días a consideración del *EOR* las *ofertas de flexibilidad* de los *Contratos Firmes* de la parte vendedora, así como las *ofertas de flexibilidad* de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, provenientes de los agentes de su país. Igualmente, informará las ofertas de pago máximo por *CVT* que sus agentes con *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* hayan efectuado.

5.2.5 Las *ofertas de oportunidad* al *MER* serán de precio, expresadas en dólares de los Estados Unidos de América por MWh y deberán presentarse, al igual que la información de los

compromisos contractuales, en el formato definido por el *EOR*. Si el *EOR* requiere modificar este formato, lo informará a los *OS/OMS* con al menos treinta (30) días de anticipación a su entrada en vigencia.

5.3 Ofertas de Inyección de Oportunidad

5.3.1 Para cada *período de mercado*, el *OS/OM* informará las ofertas de inyección de oportunidad en bloques de energía. Para cada nodo de la *RTR* podrá presentarse más de una oferta de inyección.

5.3.2 Para las ofertas de inyección deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio, que corresponderá al precio mínimo a partir del cual estará dispuesto a vender la energía ofertada. La oferta al *MER* deberá ser mayor o igual al costo declarado o mayor o igual al precio de oferta en el respectivo mercado nacional y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al *MER*;

b) Indicarán si la disponibilidad de inyección al *MER* corresponde a generación no despachada en el predespacho nacional, a ofertas de inyección de países no miembros en nodos de la *RTR* localizados dentro de su país, o a demanda interrumpible por precio satisfecha en el predespacho nacional;

c) Para cada bloque de energía se considerará que el precio ofertado se aplica a todo el segmento, incluido el extremo mayor de energía pero excluido el extremo menor de energía. Lo anterior con excepción del primer segmento, donde el precio se aplicará incluso al extremo menor, es decir, al valor cero de energía; y

d) Se permitirá en cada oferta de inyección hasta cinco (5) bloques crecientes en precio.

5.4 Ofertas de Retiro de Oportunidad

5.4.1 Para cada *período de mercado*, el *OS/OM* informará las ofertas de retiro de oportunidad en bloques de energía. Para cada nodo de la *RTR* podrá presentarse más de una oferta de retiro.

5.4.2 Para las ofertas de retiro deberá considerarse lo siguiente:

a) A cada bloque de energía ofertado se asignará un precio que corresponderá al precio máximo hasta el cual estará dispuesto a comprar la energía ofertada y respetar lo establecido en la regulación nacional en relación a la formación del precio de la oferta al *MER*;

b) Indicarán si corresponden a reemplazo de generación despachada en el *predespacho* nacional, a ofertas de retiro de países no miembros en nodos de la *RTR* localizados dentro de su país, o a demanda no satisfecha en el *predespacho* nacional;

c) Para cada bloque de energía se considerará que el precio ofertado se aplica a todo el segmento, incluido el extremo mayor de energía pero excluido el extremo menor de energía. Lo anterior con excepción del primer segmento, donde el precio se aplicará incluso al extremo menor, es decir, al valor cero de energía; y

d) Se permitirá en cada oferta de retiro hasta cinco (5) bloques decrecientes en precio.

5.5 Ofertas de Flexibilidad y de Pago máximo por CVT asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles

5.5.1 Para cada período de mercado, el *OS/OM* informará las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por *CVT*, asociadas a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* en el *MER*.

5.5.2 Cada parte de un *Contrato No Firme Físico Flexible*, por intermedio del *OS/OM* correspondiente, efectuará la *oferta de flexibilidad* en su respectivo nodo de inyección o retiro asociado al contrato. Dichas ofertas se efectuarán, en general, del mismo modo y forma que las ofertas de inyección y retiro descritas en los numerales anteriores.

5.5.3 Las *ofertas de flexibilidad* de *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* no podrán superar, para cada *período de mercado*, la energía declarada del contrato para el *predespacho*.

5.5.4 Cada *OS/OM* informará las *ofertas de pago máximo por CVT* de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, indicando la diferencia máxima de *precios nodales*, entre el nodo de retiro y el de inyección, que las partes contratantes estarán dispuestas a pagar por unidad de energía. Para las *ofertas de pago máximo* por *CVT* deberá considerarse lo siguiente:

a) Se ofertarán hasta cinco (5) bloques de energía, con su correspondiente precio decreciente, que corresponderá al precio máximo que estará dispuesto a pagar el comprador o vendedor del contrato por el servicio de transmisión entre el nodo de inyección y el de retiro;

b) Se indicará el nodo de inyección y retiro del contrato;

c) Para cada bloque de energía se considerará que el precio ofertado se aplica a todo el segmento, incluido el extremo mayor de energía pero excluido el extremo menor de energía. Lo anterior con excepción del primer segmento, donde el precio se aplicará incluso al extremo menor, es decir, al valor cero de energía; y

d) Se indicará la parte que asumirá los cargos por el diferencial de *precios nodales* asociados al compromiso contractual.

5.6 Información de Compromisos Contractuales

5.6.1 Los *agentes* que sean parte de un contrato regional deberán suministrar a su *OS/OM*, para que esté a su vez la remita al *EOR*, la siguiente información:

a) Identificación del agente comprador y vendedor que suministra la información;

b) Tipo de contrato;

c) Nodos de inyección y retiro en la *RTR*;

d) Para cada *período de mercado*, la *energía declarada* del compromiso contractual en los nodos de compra y venta;

e) Para los *Contratos Firmes*, la *energía requerida* por el *agente* comprador así como las *ofertas de flexibilidad* del *agente* vendedor, que sea como mínimo igual a la *energía requerida* informada por el *agente* comprador del contrato;

f) Para los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, las *ofertas de flexibilidad* y/o de *pago máximo por CVT* asociadas al contrato; y

g) La parte que asumirá los cargos en el *Mercado de Oportunidad Regional* por la diferencia de *precios nodales* entre los nodos de retiro e inyección asociados al contrato.

5.7 Ofertas de Servicios Auxiliares

5.7.1 Los *servicios auxiliares* en *MER* se prestan mediante compromisos mínimos obligatorios de cada *área de control*, por tanto, no se tendrán ofertas asociadas a los mismos.

5.8 Invalidez de Ofertas y de Compromisos Contractuales

5.8.1 Las *ofertas de oportunidad, de flexibilidad y de pago máximo por CVT* de *Contratos Firmes* y los *No Firmes Físicos Flexibles* se considerarán inválidas en los siguientes casos:

a) Cuando las ofertas sean enviadas por el *OS/OM* al *EOR* fuera de los horarios establecidos;

b) Cuando las ofertas sean enviadas en un formato o un medio diferente a los establecidos oficialmente por el *EOR*;

c) Cuando las ofertas especifiquen condiciones diferentes a las establecidas en este Libro;

d) Para las *ofertas de flexibilidad* y de *pago máximo por CVT*, cuando no se considere válido el contrato asociado conforme al numeral 5.5; y

e) Para las *ofertas de flexibilidad*, cuando las mismas superen el compromiso contractual asociado.

5.8.2 En el caso en que el *EOR* invalide una *oferta de oportunidad, flexibilidad o de pago máximo por CVT* de *Contratos Firmes y No Firmes Físicos Flexibles*, ésta no será tomada en cuenta para ninguno de los procesos en el *MER*.

5.8.3 Un compromiso contractual regional será considerado válido si se cumplen los siguientes requisitos:

a) El *agente* comprador suministra a su *OS/OM* la información del compromiso contractual regional de compra y el *agente* vendedor suministra a su *OS/OM* la misma información correspondiente al compromiso contractual regional de venta;

b) El *OS/OM* del *agente* comprador y el *OS/OM* del *agente* vendedor envían al *EOR* en los plazos, forma y medios definidos por el *EOR* la misma información de los compromisos contractuales para cada *período de mercado*, incluidas las aclaraciones y ajustes solicitados por el *EOR* conforme a lo definido en el numeral 5.13;

c) El *OS/OM* del *agente* comprador y el *OS/OM* del *agente* vendedor envían al *EOR* en los plazos, forma y medios definidos por el *EOR* la información de las *ofertas de flexibilidad* y de *pago máximo por CVT* de los *Contratos Firmes y No Firmes Físicos Flexibles*;

d) Para cada *período de mercado*, que el tipo de contrato y la energía informada por el *agente* comprador coincida con el tipo y la energía informada por el *agente* vendedor en los nodos de inyección y retiro;

e) Para *Contratos Firmes*, para cada *período de mercado*, que la cantidad de *energía requerida* por el *agente* comprador no supere el compromiso contractual;

f) Para *Contratos Firmes*, para cada *período de mercado*, que la cantidad de energía ofertada de inyección al *Mercado de Oportunidad Regional* por el *agente* vendedor sea como mínimo igual a la *energía requerida* por el *agente* comprador.

g) Para los *Contratos Firmes*, que la información suministrada por las partes sea compatible con la información de registro del contrato; y

h) Se hayan considerado válidas las *ofertas de flexibilidad* y *de pago máximo por CVT*, asociadas a *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, conforme a lo definido en el numeral 5.8.1.

5.8.4 Cuando no se cumplen las condiciones establecidas en el numeral 5.8.3, el *EOR* no tomará en cuenta el contrato para ningún proceso en el *MER*, sin perjuicio de las obligaciones que resulten entre las partes por incumplimiento del mismo.

5.8.5 El *EOR* informará a la brevedad posible a cada *OS/OM* las ofertas o compromisos contractuales rechazados por inválidos, indicando el motivo. Cada *OS/OM* será responsable de informar a sus *agentes* esta situación.

5.9 Modelo de Optimización del Predespacho

5.9.1 El *predespacho regional* será calculado usando un modelo matemático que considere toda la funcionalidad necesaria para incorporar en la optimización las *ofertas de oportunidad*, las *ofertas de flexibilidad* y por *servicios de transmisión*, el requerimiento de *servicios auxiliares regionales*, los compromisos contractuales, el *predespacho* nacional y la configuración, restricciones y pérdidas del sistema de transmisión.

5.9.2 El modelo matemático deberá determinar el despacho óptimo factible de las *ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad y por servicios de transmisión*, los *servicios auxiliares regionales* y los compromisos contractuales, y obtener la asignación óptima de las ofertas de precios dentro del horizonte de optimización maximizando el *beneficio social*. En el Anexo 3 "*Predespacho y Posdespacho Regional*" se presenta el detalle de la formulación del predespacho regional.

5.10 Cálculo de Precios Nodales Ex-ante

5.10.1 Los precios *nodales ex–ante* serán calculados como el precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la *RTR*. Los *precios nodales ex–ante* para cada *período de mercado* serán determinados directamente por el algoritmo de solución del *predespacho*, como los multiplicadores de Lagrange de la restricción de balance de inyección y retiro para cada nodo de la *RTR* (variables duales del programa de optimización).

5.11 Cronograma y Coordinación del *Predespacho*

5.11.1 Cada día, los *OS/OMS* y el *EOR* deberán intercambiar la información necesaria para que el *EOR* pueda efectuar el predespacho regional y para que los *OS/OMS* incorporen en su

programación las transacciones resultantes del *Mercado de Oportunidad Regional* y del *Mercado de Contratos Regional*.

5.11.2 El *EOR* definirá los formatos y medios para el intercambio de información relacionada con la coordinación del *predespacho*. Si el *EOR* requiere efectuar una modificación a dichos formatos, lo informará a los *OS/OMS* con al menos treinta (30) días de anticipación a su entrada en vigencia.

5.12 Nivel Nacional: los *OS/OMS*

5.12.1 Los *OS/OMS* realizarán el *predespacho* a nivel nacional, de acuerdo con las reglas vigentes en su país pero sin incorporar transacciones internacionales. Cada *OS/OM* deberá realizar los siguientes procedimientos de coordinación con sus *agentes*, interactuando al mismo tiempo con el *EOR*:

a) Coordinación del *predespacho*, ofertas y requerimientos de oportunidad

i. [93]Pondrá a disposición en la *Base de Datos Regional del EOR*, antes de las 10:00 horas de cada día, el estado del sistema de transmisión que afecte la operación del *MER* para los *períodos de mercado* del día siguiente. Dicha información deberá incluir los *mantenimientos* programados y no programados de las instalaciones de transmisión, modificaciones a la capacidad operativa de la *RTR* y los cambios topológicos que afecten los intercambios de energía a través de la red de transmisión modelada en el *predespacho regional*. La información declarada deberá estar debidamente justificada.

El *EOR* podrá solicitar al *OS/OM* una ampliación de la información declarada;

ii. Informará al *EOR*, antes de las 10:00 horas de cada día, los compromisos contractuales conforme el numeral 5.6 y las *ofertas de flexibilidad* y de *pago máximo por CVT* conforme el numeral 5.5;

iii. Realizará, antes de las 11:30 horas de cada día, los ajustes y aclaraciones necesarias a las inconsistencias de compromisos contractuales reportadas por el *EOR*;

iv. [94]Realizará, antes de las 13:00 horas de cada día, el predespacho nacional, para los *períodos de mercado* del día siguiente, para determinar las correspondientes *ofertas de oportunidad* al MER;

El predespacho nacional remitido por el *OS/OM* al *EOR* deberá cumplir con que la suma de las inyecciones sea igual a la suma de los retiros más la pérdidas de transmisión respectivas. El *EOR* suministrará a cada *OS/OM* un programa computacional para adaptar el balance eléctrico al algoritmo del modelo de pérdidas medias de transmisión requerido para preparar el predespacho regional

[93] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[94] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

que establece el RMER, con el objeto de evitar distorsiones en los cargos variables de transmisión que pagan los agentes del *MER.*

Si en un día específico un *OS/OM*, no presenta su predespacho nacional o el mismo no cumple con que la suma de las inyecciones sea igual a la suma de los retiros más la pérdidas de transmisión respectivas, a más tardar a las 13:00 horas, el *EOR* en coordinación con el *OS/OM*, utilizará la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al MER, remitido con anterioridad por el *OS/OM*. En caso de imposibilitarse la coordinación con el *OS/OM* en un tiempo de quince minutos, el *EOR* utilizará la misma información de predespacho nacional del mismo día de la semana anterior, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al *MER*, remitidos por el *OS/OM.* En ambos casos, manteniendo el *OS/OM* la responsabilidad de la información a utilizarse y sus consecuencias. El *EOR* informará a la *CRIE* de esta situación a más tardar un día hábil después, para los fines que procedan y la asignación de las responsabilidades.

v. Informará al *EOR*, antes de las 13:00 horas de cada día el *predespacho* nacional y las *ofertas de oportunidad* conforme los numerales 1.4.2.2, 5.3 y 5.4;

vi. Recibirá del *EOR*, antes de las 14:30 horas de cada día, las *transacciones programadas* y los *precios ex-ante* en el *Mercado de Oportunidad Regional* para cada nodo de la *RTR* y las incorporará al predespacho total. Adicionalmente, recibirá del *EOR* las transacciones resultantes del *Mercado de Contratos Regional*;

vii. [95]Determinará y coordinará, entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, con el *EOR*, los ajustes que sean necesarios para que el resultado sea operativamente factible y obtener el *predespacho* total.

Se considerarán como causales de ajustes al Predespacho en el *MER* los siguientes:

1. Cambios topológicos de la *RTR*, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;
2. Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el *OS/OM* respectiva;
3. Solicitudes de los *OS/OMS* por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;
4. Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia;
5. Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del *EOR*, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del *RMER;*

[95] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

6. Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15 del libro II del *RMER.*

7. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el *OS/OM* respectivo.

8. Recuperación de la disponibilidad de recursos de generación.

9. Ante condiciones de alertas de vertimiento o vertimiento en embalses de centrales hidroeléctricas.

10. Ante variaciones significativa de los recursos de generación de energía renovable no controlada.

viii. [96]A las 17:00 horas recibirá del EOR el *predespacho regional* definitivo con la información definida en el numeral 5.16;

ix. Antes de las 18:00 horas, informará a sus *agentes* las transacciones resultantes del *Mercado de Oportunidad Regional* y del *Mercado de Contratos Regional*.

b) Coordinación de requerimientos de servicios auxiliares

i. Verificará que las instalaciones de los *agentes* de su sistema habilitados para prestar *servicios auxiliares regionales* cumplen con los requisitos técnicos establecidos en la *regulación nacional y regional* para aportar cada *servicio auxiliar* e informará, antes de las 10:00 horas de cada día, de ello al *EOR.*

ii. Informará, antes de las 10:00 horas de cada día, al *EOR* la disponibilidad para la prestación de *servicios auxiliares*.

iii. Recibirá del *EOR*, antes de las 14:30 horas de cada día, la participación en los *servicios auxiliares* a nivel regional que le corresponde a su sistema, la asignará entre los *agentes* e instalaciones nacionales y reportará al *EOR* toda restricción que afecte su *calidad* o imposibilite su cumplimiento.

iv. [97]Coordinará, entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, con el EOR los ajustes que sean necesarios a los *servicios auxiliares*.

5.13Nivel Regional: el *EOR*

5.13.1 El *EOR* realizará el predespacho regional que considerará los predespachos nacionales, la *RTR* y las redes de transmisión nacionales; así mismo procesará los contratos, y las *ofertas*

[96] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[97] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

de oportunidad, las *ofertas de flexibilidad* de contratos y de *pago máximo* por *CVT* informadas por los *OS/OMS*.

5.13.2 El EOR deberá realizar el siguiente procedimiento de coordinación con los respectivos OS/OMS:

a) Coordinación *ofertas de oportunidad*, compromisos contractuales y *predespacho*

i. [98]Recibirá hasta las 10:00 horas por parte de cada *OS/OM*, la información del estado del sistema de transmisión, *mantenimientos* programados y no programados de las instalaciones de transmisión, modificaciones a la capacidad de la red y los cambios topológicos que afecten la programación del *predespacho regional*. La información declarada deberá estar debidamente justificada.

El *EOR* podrá solicitar al *OS/OM* una ampliación de la información declarada;

ii. Hasta las 10:00 horas, recibirá de cada *OS/OM* la información de compromisos contractuales previstos en el *Mercado de Contratos Regional*, conforme el numeral 5.6 y las *ofertas de flexibilidad* y de *pago máximo por CVT* conforme el numeral 5.5;

iii. El *EOR* verificará que la información de los compromisos contractuales sea consistente, conforme los numerales 5.8.1 y 5.8.3. Los resultados serán informados a los *OS/OM* antes de las 10:30 horas;

iv. Ante diferencias, el *EOR* realizará un proceso de verificación y ajuste con los *OS/OMS* involucrados que durará hasta las 11:30 horas;

v. [99]Hasta las 13:00 horas de cada día, recibirá de cada *OS/OM* los *predespachos* nacionales y las ofertas y requerimientos de oportunidad conforme los numerales 1.4.2.2, 5.3 y 5.4;

El predespacho nacional remitido por el *OS/OM* al *EOR* deberá cumplir con que la suma de las inyecciones sea igual a la suma de los retiros más la pérdidas de transmisión respectivas. El *EOR* suministrará a cada *OS/OM* un programa computacional para adaptar el balance eléctrico al algoritmo del modelo de pérdidas medias de transmisión requerido para preparar el predespacho regional que establece el *RMER*, con el objeto de evitar distorsiones en los *cargos variables de transmisión* que pagan los agentes del *MER*.

Si en un día específico un *OS/OM*, no presenta su predespacho nacional o el mismo no cumple con que la suma de las inyecciones sea igual a la suma de los retiros más la pérdidas de transmisión respectivas, a más tardar a las 13:00 horas, el *EOR* en coordinación con el *OS/OM*, utilizará la misma información del predespacho nacional de un día que mejor represente la operación prevista del día en cuestión, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al *MER*, remitido con anterioridad por el *OS/OM*. En caso de imposibilitarse la coordinación con el *OS/OM* en un tiempo de quince minutos, el *EOR* utilizará la misma información de predespacho nacional del mismo día de la semana anterior, sin incluir ofertas de oportunidad ni contratos al *MER*, remitidos por el

[98] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[99] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

OS/OM. En ambos casos, manteniendo el OS/OM la responsabilidad de la información a utilizarse y sus consecuencias. El *EOR* informará a la *CRIE* de esta situación a más tardar un día hábil después, para los fines que procedan y la asignación de las responsabilidades.

vi. Verificará la consistencia de las ofertas conforme el numeral 5.8.1;

vii. Verificará la viabilidad técnica del *predespacho regional*, de manera que el conjunto de transacciones no vulnere las restricciones de la *RTR* y los criterios de *calidad* y *seguridad* regionales;

viii. Informará a cada *OS/OM* nacional, antes de las 14:30 horas de cada día, las *transacciones programadas* y los *precios ex-ante* en el *Mercado de Oportunidad Regional* para cada nodo de la *RTR*. Adicionalmente, informará las transacciones resultantes del *Mercado de Contratos Regional*;

ix. [100]Coordinará con cada *OS/OM*, entre las 14:30 y 16:00 horas de cada día, los ajustes que sean necesarios al *predespacho regional*;

Se considerarán como causales de ajustes al *Predespacho* en el *MER* los siguientes:

1. Cambios topológicos de la *RTR*, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;
2. Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el *OS/OM* respectiva;
3. Solicitudes de los *OS/OMS* por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;
4. Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia;
5. Cambios requeridos al predespacho como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del *EOR*, conforme se define en el numeral 5.14 del libro II del *RMER*;
6. Falta o insuficiencia de garantías financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15 del libro II del *RMER*.
7. Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el *MER* como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el *OS/OM* respectivo.
8. Recuperación de la disponibilidad de recursos de generación.
9. Ante condiciones de alertas de vertimiento o vertimiento en embalses de centrales hidroeléctricas.

[100] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

10. Ante variaciones significativa de los recursos de generación de energía renovable no controlada.

x. [101]Hasta las 17:00 horas, informará a todos los *OS/OMS* el *predespacho* definitivo del *MER* cumpliendo los requisitos de publicación del numeral 5.16.

b) Coordinación de requerimientos de servicios auxiliares

i. Recibirá, antes de las 10:00 horas de cada día, de cada *OS/OM* la disponibilidad para la prestación de los *servicios auxiliares* regionales;

ii. Realizará la coordinación regional de *servicios auxiliares*, determinando para cada servicio los niveles requeridos teniendo en cuenta los requisitos y criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales, y asignando los responsables de aportarlos teniendo en cuenta la disponibilidad reportada;

iii. Verificará que con los *servicios auxiliares* asignados se cumplen los criterios de *calidad, seguridad* y *desempeño* regionales;

iv. Informará a cada *OS/OM*, antes de las 14:30 horas de cada día como resultado del *predespacho regional*, la participación en los *servicios auxiliares* a nivel regional que le corresponde a cada *área de control*;

v. Recibirá de los *OS/OMS*, cuando corresponda, la información de los *agentes* e instalaciones nacionales a quienes se les asignó el cumplimiento de dichas obligaciones; y

vi. [102]Coordinará, entre las 14:30 y 16:15 horas de cada día, con los *OS/OMS* los ajustes que sean necesarios a los *servicios auxiliares*.

5.14 Evaluación de Seguridad Operativa del *Predespacho*

5.14.1 Como parte del proceso de coordinación del *predespacho*, el *EOR* deberá efectuar una validación eléctrica del mismo, para lo cual utilizará las herramientas y criterios aplicables a los análisis de *seguridad operativa* definidos en el Libro III del *RMER*.

5.14.2 Mediante evaluaciones de estado estacionario se realizarán las siguientes tareas:

a) Selección de contingencias de transmisión y generación;

b) Evaluaciones del desempeño del sistema ante las contingencias seleccionadas; y

c) Recomendación de ajustes por razones eléctricas al *predespacho regional* e incorporación al mismo.

5.14.3 Si, por razones de tiempo, los ajustes anteriores no se incluyen en el *predespacho regional* resultante del procedimiento descrito en el numeral 5.13, los mismos se aplicarán como un *redespacho* en el *MER* conforme se define en el numeral 5.12.

[101] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[102] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

5.15 Validación de Garantías del *Predespacho*

5.15.1 Como parte del proceso de coordinación del *predespacho*, el *EOR* deberá verificar que el valor disponible de la garantía constituida por el agente para cubrir sus obligaciones de pago cumpla con lo dispuesto en el numeral 2.10.3.

5.16 Publicación del Predespacho

5.16.1 El *EOR* remitirá a cada *OS/OM*, dentro de los plazos definidos en el numeral 5.13 la siguiente información:

a) Ofertas invalidadas, indicando el motivo;

b) Transacciones por contratos regionales invalidadas, indicando el motivo;

c) *Transacciones programadas* por TOPs y contratos regionales;

d) Los *precios nodales ex-ante* del *Mercado de Oportunidad Regional* en todos los nodos de la *RTR*;

e) La asignación de *servicios auxiliares regionales*; y

f) Un resumen de las recomendaciones eléctricas y operativas que se tuvieron en cuenta para el *predespacho*.

5.16.2 La información anterior estará a disposición en las *Base de Datos Regional* administrada por el *EOR*.

5.17 Desviaciones de las Transacciones Programadas y Operación en tiempo real

5.17.1 Los *OS/OMS* coordinarán con los *agentes* de su *área de control* la administración de las transacciones de energía programadas en el predespacho nacional y en el *predespacho regional*. El *OS/OM* administrará las transacciones netas por medio del *agente* que opera las instalaciones en los nodos respectivos.

5.17.2 Desviaciones al Predespacho

5.17.2.1 El EOR supervisará en tiempo real la operación de la *RTR* y administrará los recursos a su alcance a través de los *OS/OM*, con el objeto de controlar las desviaciones con respecto a las *transacciones programadas*. Dada su condición de *desviaciones* respecto a lo programado, el *EOR* en coordinación con los *OS/OMS* deberá mantenerlas en el menor valor posible que sea compatible con los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales. El *EOR*, en coordinación con los *OS/OMS*, supervisará los flujos en los enlaces entre áreas de control y las inyecciones y retiros en los nodos de la *RTR* con el objeto de mantener las *transacciones programadas* en cada período de mercado.

5.17.2.2 [103]Para cada transacción programada, por área de control, se permitirá un margen de desviación asociado a los cambios graduales de las transacciones entre *períodos de mercado*. Los cambios graduales de las *transacciones programadas* deberán efectuarse cinco (5) minutos antes y después del cambio de período.

5.17.2.3 [104]El Margen de desviación permitido será de: i) *Dos (2) MWh cuando ésta sea menor o igual a dos (2) MWh, ii) Cinco por ciento* (5%) de la transacción programada cuando ésta sea *mayor o igual a 40 MWh y* menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control.

5.17.2.4 [105]Las desviaciones a las transacciones programadas en el MER se clasificarán en normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves conforme al Anexo 5 del Libro II del RMER. Adicionalmente, el EOR será quien determine, una vez efectuado el análisis en cada caso, la clasificación de cada una de las desviaciones en el MER.

5.17.3 Desviaciones Normales

5.17.3.1 Son originadas en variaciones de inyección y/o retiro por eventos al interior de las *áreas de control* (incluye las fallas de transmisión) o en acciones tomadas por el *EOR* y el *OS/OM* para preservar la *calidad, seguridad y desempeño* y economía regional, y que son controlables con la reserva de regulación primaria y secundaria en el MER. Dichas desviaciones no ocasionan que *áreas de control* del *SER* pasen al estado de alerta o emergencia conforme se definen en el numeral 5.17.8.

5.17.3.2 [106]El *EOR* informará y coordinará con los *OS/OM* las desviaciones normales a aplicar a los intercambios programados (*predespachados* o *redespachados*) en los enlaces entre área de control. Las *desviaciones* normales se determinarán de forma neta por área de control.

5.17.4 *Desviaciones* Significativas Autorizadas

5.17.4.1 Son cambios en las *transacciones programadas*, originados en modificaciones a las condiciones consideradas en el *predespacho o redespacho* del *MER* incluidos los producidos por fallas de transmisión, que permiten llevar al sistema eléctrico de un *estado operativo de alerta* a un *estado operativo normal*. El *EOR* será el responsable de indicar qué *áreas de control* del *SER* están operando en estado de alerta conforme los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales establecidos en el Libro III del RMER.

5.17.4.2 En general, corresponderán respectivamente a *desviaciones* originadas en instrucciones del *EOR* en coordinación con el *OS/OM*. Una desviación será autorizada cuando el *EOR*, con el objeto de preservar la *calidad, seguridad y desempeño* y economía regionales, solicite a un *OS/OM* que una inyección o retiro se aparte transitoriamente de la condición programada.

---

[103] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[104] Modificado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre de 2018.
[105] Modificado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre de 2018.
[106] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

5.17.4.3 También se consideran *desviaciones* significativas autorizadas los cambios en las *transacciones programadas* cuando estas desviaciones sean originadas por fallas de transmisión, que llevan al sistema eléctrico a un *estado operativo de alerta* violando alguno (s) de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales establecidos en el Libro III del RMER.

5.17.4.4 El *EOR* informará y coordinará con los *OS/OM* las *desviaciones* significativas autorizadas a aplicar a los a los intercambios programados (*predespachados* o *redespachados*) en los enlaces entre área de control. Las *desviaciones* significativas autorizadas por el *EOR* se determinarán de forma neta por área de control.

5.17.4.5 Ante la presencia del estado de alerta y previa declaración de una de las causales de redespacho, el *EOR* podrá efectuar un redespacho en el *MER.*

5.17.5 Desviaciones Significativas no autorizadas

5.17.5.1 Son cambios en las *transacciones programadas*, originados en modificaciones a las condiciones consideradas en el *predespacho o redespacho* del *MER*, excepto las originadas por fallas de transmisión, que llevan al sistema eléctrico a un *estado operativo de alerta* violando alguno o algunos de los *criterios de seguridad, calidad y desempeño* regionales establecidos en el Libro III del RMER.

5.17.5.2 En general, corresponderán respectivamente a *desviaciones* originadas sin instrucciones del *EOR* y del *OS/OM*.

5.17.5.3 Ante la presencia del estado de alerta y previa declaración de una de las causales de *redespacho*, el *EOR* podrá efectuar un redespacho en el *MER*.

5.17.6 Desviaciones Graves

5.17.6.1 Son aquellas desviaciones originadas en estados de emergencia, incluye las originadas por fallas de transmisión, durante los cuales las inyecciones y retiros reales varían más allá de cualquier transacción programada en el *MER*, violándose los niveles de *seguridad* regionales y sin que los mismos puedan ser restituidos con la reserva de regulación primaria y secundaria en el *MER.*

5.17.6.2 En estos casos se procederá en primera instancia a preservar por parte de cada *OS/OM* las condiciones de operación nacionales y, en la medida de lo posible, a dar asistencia al *área o áreas de control* en *estado de emergencia*. El *EOR* será el responsable de indicar qué áreas de control del *SER* están operando en estado de emergencia conforme los criterios de *seguridad, calidad y desempeño* regionales establecidos en Libro III del *RMER*.

5.17.6.3 Una vez superada la situación el *EOR* podrá efectuar el redespacho para la nueva condición; mientras el redespacho entra en vigencia las *desviaciones* originarán *Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real*.

5.17.6.4 En caso que algún *OS/OM* prevea un *estado de emergencia*, éste podrá solicitar al *EOR* la realización de un *redespacho* de las transacciones que tome en cuenta las limitaciones identificadas, conforme a las causales de redespacho definidas en el numeral 5.2.7.1.

5.17.7 Redespacho

5.17.7.1 El *redespacho* en el *MER* consistirá en la actualización de las *transacciones programadas* cuando se presenten o prevean modificaciones a las condiciones con las cuales se realizó el *predespacho* que así lo ameriten. El *redespacho* se efectuará con las mismas ofertas y reglas del *predespacho* respectivo. Se considerarán como causales de *redespacho* en el *MER*, las siguientes:

a) Cambios topológicos de la *RTR*, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;

b) Pérdida de recursos de generación, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;

c) Cambios significativos en la demanda, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;

d) Solicitudes de los *OS/OMS* por condiciones de emergencia nacional, debidamente justificados por el *OS/OM* respectivo;

e) Violaciones de los requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia;

f) Cambios requeridos al *predespacho* como resultado de la validación eléctrica del mismo por parte del *EOR*, conforme se define en el numeral 5.14; y

g) Falta o insuficiencia de *garantías* financieras conforme los numerales 2.10.3 y 5.15.

h) [107]Violaciones a las restricciones técnicas operativas de las unidades generadoras a las que se les haya asignado transacciones programadas en el MER como resultado del predespacho regional. Estas restricciones deberán ser debidamente justificadas por el OS/OM respectivo.

i) [108]Recuperación de la disponibilidad de recursos de generación, debidamente justificados por el OS/OM respectivo.

j) [109]Ante condiciones inminentes de alertas de vertimiento o vertimiento en embalses de centrales hidroeléctricas, debidamente justificados por el OS/OM respectivo.

k) [110]Cambios topológicos en las redes eléctricas nacionales donde se presenta el Predespacho Nacional, debidamente justificados por el OS/OM respectivo.

5.17.7.2 Toda solicitud de *redespacho* por parte de un *OS/OM* deberá efectuarse con al menos tres (3) horas de anticipación de su entrada en vigencia, contadas a partir del *período de mercado* siguiente al que se recibe la solicitud. El *EOR* informará oficialmente el *redespacho* a todos los *OS/OMS* con una anticipación mínima de una (1) hora a su entrada en vigencia.

[111]El *EOR* ejecutará el *redespacho* regional desde la hora inicial de la vigencia del *redespacho* solicitado por el *OS/OM*, hasta completarse las 24:00 horas del día en

[107] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[108] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[109] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[110] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[111] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

el cual fue realizada la solicitud. Para ello el *OS/OM* solicitante proporcionará su nuevo predespacho nacional efectuado con las misma ofertas y reglas del predespacho respectivo.

5.17.8 Estado Normal, de Alerta y de Emergencia

5.17.8.1 El *SER* podrá operar en estado normal, de alerta o de emergencia, tal y como se caracterizan a continuación:

a) *Estado Operativo Normal*: Es el estado del *SER* en que opera dentro de los criterios de *seguridad, calidad y desempeño* definidos en el Libro III del *RMER*.

b) *Estado Operativo de Alerta*: Es el estado del SER en el que se opera dentro de los criterios de *calidad*, pero se viola uno o más criterios de *seguridad*. Las variables que definen la *calidad* del sistema se mantienen dentro de los límites establecidos, sin embargo de no tomarse acciones correctivas inmediatas el sistema puede pasar a estado de emergencia.

c) *Estado Operativo de Emergencia*: Es cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de *seguridad, calidad y desempeño*, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.

5.17.9 Operación en Estado de Emergencia

5.17.9.1 En estado de emergencia cada *OS/OM* dará prioridad al mantenimiento de la calidad, seguridad y desempeño de su sistema y podrá solicitar al *EOR* un redespacho justificado. Si un *OS/OM* determina de manera objetiva que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su operación, podrá coordinar con el *EOR* las acciones que considere necesarias para su propia protección.

5.17.9.2 Cuando en algún sistema nacional se produzca una perturbación que afecte al *SER*, una consideración primaria deberá ser mantener en lo posible la operación interconectada, permitiendo así prestar la máxima asistencia al área o áreas de control en estado de emergencia.

5.17.9.3 El *OS/OM* del área de control que experimenta la emergencia deberá en el menor plazo posible, tomar las medidas necesarias para equilibrar su generación con su demanda. El uso de reserva implícita en la reducción de frecuencia será sólo temporal y deberá ser restablecida prontamente para que el *SER* esté listo para enfrentar la próxima contingencia.

5.17.9.4 Una vez declarado el estado de emergencia por parte del *EOR*, se deberán coordinar las siguientes acciones:

a) Restablecer el estado normal de operación, o en caso de serias limitaciones de las condiciones operativas, tratar que éstas no conlleven a una mayor degradación;

b) Una vez evaluadas las condiciones operativas de los sistemas nacionales, por parte del *EOR* y de los *OS/OMS* respectivos, autorizar la modificación de los retiros e inyecciones con el objeto de minimizar el impacto sobre la operación interconectada;

c) Una vez lograda la estabilidad o las condiciones normales de operación de la *RTR*, se tratara de reestablecer las transacciones establecidas en el *predespacho*, en caso no sea posible se podrá efectuar el *redespacho* de las *transacciones programadas* con la

finalidad de que la operación mantenga los criterios de *seguridad*, *calidad*, *desempeño* y economía del suministro.

5.17.9.5 El *OS/OM* correspondiente al sistema donde se originó el evento remitirá los informes y/o estudios en la forma y plazos definidos en el Libro III del *RMER*. Igualmente, si el caso lo amerita, el *EOR* efectuará los estudios y tomará las medidas tendientes a minimizar en el futuro la posibilidad de que se repitan las condiciones que originaron el estado de emergencia, conforme lo establecido en el Libro III del *RMER*.

5.17.10 Coordinación de Maniobras de la *RTR*

5.17.10.1 En este numeral se establecen los procedimientos específicos a ser seguidos por el *EOR*, en coordinación con los centros de control de los *OS/OMS*, para la ejecución de las maniobras en las instalaciones de la *RTR*.

5.17.10.2 Los aspectos particulares de las maniobras asociadas a los mantenimientos programados y a la entrada de nuevas instalaciones a la *RTR*, así como los procedimientos para la normalización de los mismos, estarán incluidos en el formato *SOLMANT* conforme al Libro III del *RMER*.

5.17.10.3 Las maniobras de las instalaciones de la *RTR* para tareas de mantenimiento, de conexión de nuevas instalaciones o durante el restablecimiento luego de un evento, deberán ser coordinadas por el *EOR* con los centros de control de los *OS/OMS*. Siempre que se necesite ejecutar maniobras en uno de los sistemas nacionales que afecten directa o indirectamente a la *RTR*, el *OS/OM* de dicho sistema deberá informar sobre esta situación al *EOR* quien lo informará a los otros *OS/OMS* afectados.

5.17.10.4 Toda maniobra deberá ser informada al centro de control del *EOR*, en los instantes previos a su ejecución, por el centro de control del *OS/OM* donde se hace la maniobra. Así mismo, una vez realizada la maniobra, el centro de control del *OS/OM* responsable confirmará lo realizado al centro de control del *EOR*.

5.17.10.5 Las maniobras que por motivos de seguridad de las personas o integridad de instalaciones, deban ser realizadas lo más pronto posible, no necesitarán de coordinación previa con el EOR. El centro de control del OS/OM que efectuó la maniobra deberá reportarla y justificarla a la brevedad posible al EOR, quien informará la situación a los otros centros de control de los OS/OMS afectados.

5.17.10.6 Las maniobras para desconectar las instalaciones de la RTR se realizarán en forma secuencial y confirmada en cada extremo de acuerdo al procedimiento de maniobras de mantenimiento del sistema de transmisión establecido por los OS/OMS.

5.17.10.7 La coordinación de las maniobras deberá ser realizada de forma tal que en cada maniobra sean satisfechos los requisitos de orden técnico y de seguridad para el personal y las instalaciones.

5.17.11 Coordinación del Restablecimiento en Caso de Eventos

5.17.11.1 Cuando se presente un evento que afecte al *SER*, el *EOR* en coordinación con los *OS/OMS* determinará las acciones de restablecimiento de acuerdo con el siguiente esquema:

a) El *EOR* y los *OS/OMS* determinarán, con la información recibida de sus correspondientes instalaciones de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento;

b) Los *OS/OMS*, en las subestaciones de la *RTR* en las cuales se verifique ausencia total de voltaje, procederán a ordenar la apertura de los interruptores que se encuentren aún cerrados e informarán de esta acción al *EOR*;

c) Los *OS/OMS* establecerán comunicación inmediata con el *EOR* e informarán acerca de la topología y el estado de la red;

d) El *EOR* definirá el plan de restablecimiento con base en las guías de restablecimiento acordadas entre el *EOR* y los *OS/OMS* como parte de los resultados de los estudios de *seguridad operativa* efectuados por el *EOR*. El plan se desarrollará manteniendo una comunicación continua entre los *OS/OMS* y el *EOR*;

e) Los *OS/OMS* coordinarán en cada país las maniobras a su cargo según el plan definido. El *OS/OM* informará al *EOR* sobre las maniobras que se realicen hasta concluir el restablecimiento;

f) El restablecimiento en la *RTR* de inyecciones y retiros programados deberá efectuarse teniendo en cuenta que los cambios de frecuencia y voltaje se mantengan dentro de los rangos de tolerancia definidos en el Libro III del *RMER*. El *OS/OM* correspondiente en coordinación con el *EOR* definirá la magnitud de la inyección o del retiro que puede ser restablecido.

Anexos del Libro II
De la Operación Técnica y Comercial

ANEXO 1
SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL REGIONAL

A1. Sistema de Medición Comercial Regional

A1.1 Definiciones y Alcance

A1.1.1 Para efectos del *posdespacho* y la conciliación de transacciones comerciales en el *MER*, el EOR y los *OS/OMS* deberán utilizar los sistemas y equipos de medición necesarios y apropiados para registrar las inyecciones y retiros de energía en los nodos de la *RTR* y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control. Estos sistemas y equipos de medición comercial conforman el Sistema de Medición Comercial Regional o *SIMECR*.

A1.1.2 Este Anexo establece las responsabilidades y los requisitos para los sistemas y equipos de medición comercial del *MER* y es aplicable al *EOR*, a los *OS/OMS* y a los *agentes del mercado*.

A1.1.3 El *SIMECR* estará conformado por los siguientes componentes:

(a) Un sistema primario de medición que como mínimo considere la energía activa y reactiva, el cual deberá tener un medidor con capacidad de almacenamiento por intervalos de tiempo y suficiente memoria para almacenar información por un período compatible con los períodos de mercado de las transacciones del *MER*, así como un módem de comunicaciones que permita que los datos de las medidas sean leídos remotamente usando protocolos apropiados;

(b) Un sistema de respaldo de medición de energía activa y reactiva, funcionando en paralelo con el sistema primario de medición y con las mismas características que el sistema primario de medición;

(c) Un sistema de recolección remota de medidas, conformado por sistemas de comunicaciones y centros de recolección de datos, preferiblemente ubicados en las instalaciones de los *OS/OMS*, con acceso remoto a la información de los medidores a través de enlaces de telecomunicaciones privados o públicos;

(d) Un sistema informático para que los *OS/OM* pongan a disposición del EOR, la información de las mediciones que recolecta de sus sistemas;

(e) Registro de mediciones comerciales que en su conjunto representen la medición real, con el objeto de registrar transacciones de más de un *agente* en un mismo nodo; y

(f) El EOR podrá contar con opcionalmente, un sistema de recolección remota de medidas que le permita al *EOR* revisar periódicamente la información reportada por cada *OS/OM*, a través del acceso remoto a los datos de medición.

(g) [112]Para los nodos de la *RTR* que no cuenten con un sistema de medición conforme lo establece el apartado A1.5 del presente anexo, de forma alterna y con el único propósito de su consideración en el *Posdespacho Regional*, el *SIMECR* considerará los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros , debidamente habilitados por la autoridad correspondiente en su mercado y cumpliendo lo establecido en el literal d.

[112] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.1.4 Los datos de energía activa (kilovatios-hora) y reactiva (kilovares-hora) de las lecturas de energía deberán ser registrados por el *SIMECR* en intervalos de tiempo que coincidan con los *períodos de mercado.*

A1.1.5 Ninguna disposición de este Anexo afectará la obligación de los *OS/OMS* y/o *agentes del mercado* de cumplir con los requisitos de medición establecidos por sus respectivos sistemas o mercados nacionales. En caso que el presente Anexo defina unos requerimientos diferentes a los establecidos a nivel nacional, el *OS/OM* o *agente* en cuestión deberá cumplir con los requisitos más exigentes.

[113]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente deberán cumplir con los requisitos de medición establecidos en su regulación nacional.

A1.1.6 [114]Ninguna disposición de este Anexo impedirá a un *OS/OM* aplicar nuevas metodologías y tecnologías relacionadas con la medición de energía, siempre que tales aplicaciones cumplan al menos con las disposiciones del presente Anexo.

A1.2 Responsabilidades de los Agentes

A1.2.1 [115]Para cada uno de los equipos de medición de su propiedad y registrados en el *SIMECR* conforme al numeral A1.6, *los agentes* del MER deberán:

(a) [116]Garantizar que cada equipo de medición cumpla con los requisitos establecidos en el numeral A1.5;

(b) Coordinar y garantizar el acceso del *OS/OM* respectivo a los datos y equipos de medición cuando se requiera;

(c) Adquirir, instalar, registrar, poner en operación, dar mantenimiento, reparar, reemplazar, inspeccionar y probar los equipos de medición de su propiedad, de acuerdo con las disposiciones del presente Anexo;

(d) Poner a disposición del *OS/OM* respectivo, los datos de medición y la información requerida en este Anexo para ser almacenada en la Base de Datos Regional;

(e) Establecer procedimientos alternos que garanticen la transferencia de datos de medición hacia los centros de recolección del *OS/OM* en los periodos establecidos en este reglamento, cuando dichos datos no estén a disposición del *OS/OM* por medio del acceso remoto establecido para el efecto;

(f) Mantener los registros de todas las inspecciones, pruebas, auditorías y actividades que puedan afectar la recolección, integridad o precisión de los datos de medición almacenados en sus equipos de medición, así como de todas las modificaciones realizadas a tales equipos, y suministrar dichos registros al *EOR*, por intermedio del *OS/OM* respectivo.

---

[113] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[114] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[115] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[116] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

(g) Obtener la aprobación del *OS/OM*, quien informara al *EOR* antes de llevar a cabo cualquier procedimiento o de efectuar cambios sobre los equipos, parámetros o configuración de medida de los equipos de medición que pudieran afectar la recolección, integridad o precisión de cualquier dato de medición almacenado en el equipo;

(h) Reportar daños y problemas en sus equipos de medición y suministrar la información sobre ajustes de los datos de medición requerida por el *EOR* y/o los *OS/OMS*;

(i) Presentar la información que certifique que el equipo de medición es el adecuado para el rango de condiciones operativas a las cuales estará expuesto y que sus componentes podrán operar dentro de los límites establecidos en este Anexo.

(j) [117]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente deberán cumplir con las responsabilidades establecidas en su regulación nacional.

A1.2.2 Cada *agente* asumirá todos los costos y gastos asociados con:

(a) La adquisición, instalación, registro, puesta en marcha, mantenimiento, reparación, reposición e inspección de los equipos de medición de su propiedad;

(b) [118]Las pruebas de rutina descritas en el numeral A1.7.4.1 de cada equipo de medición de su propiedad;

(c) [119]Las pruebas, distintas a las pruebas de rutina a las que se refiere el literal *(b),* y las auditoríasa equipos de medición de su propiedad, en los casos señalados en el numeral A1.7.3

(d) Asegurar la integridad y precisión de los datos de medición registrados en los equipos de medición de su propiedad y la transferencia de tales datos a los centros de recolección de los *OS/OMS*.

(e) [120]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente deberán asumir los gastos y costos establecidos en su regulación nacional.

A1.3 Responsabilidades de los OS/OMS

A1.3.1 Para cada uno de los equipos de medición del *SIMECR* bajo su supervisión, los *OS/OMS* deberán:

(a) [121]Supervisar e informar al EOR del cumplimiento de los requisitos de medición establecidos en el numeral A1.5;

---

[117] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[118] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[119] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[120] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[121] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

(b) Efectuar, a solicitud del *EOR*, auditorías a los sistemas y equipos de medición, para verificar la precisión y confiabilidad de las medidas y el desempeño de los sistemas y equipos de medición;

(c) Coordinar con los *agentes* la realización de las pruebas punto a punto entre los equipo de medición y los centros de recolección de datos de los *OS/OMS* requeridas en este Anexo;

(d) Recolectar la información de los equipos de medición y la información requerida en este Anexo, y enviarla a la *Base de Datos Regional* de acuerdo con las instrucciones y formatos establecidos por el *EOR*, de conformidad con el Libro I;

(e) Establecer procedimientos que garanticen al *EOR* disponer de datos de medición alternos durante el mantenimiento, reparación, reposición, inspección, auditoría o prueba de los equipos de medición;

(f) Elaborar reportes de eventos que afecten a los equipos de medición instalados en los nodos de la *RTR* en su área de control;

(g) Responder oportunamente a todos los reportes de problemas de medición emitidos por el *EOR*;

(h) Responder por las multas y otras sanciones impuestas, de acuerdo con lo establecido en el Libro IV del *RMER*, por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en este Anexo.

(i) [122]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente deberán cumplir con las responsabilidades establecidas en su regulación nacional.

A1.3.2 Cada *OS/OM* asumirá todos los costos y gastos asociados con:

(a) La adquisición, instalación, mantenimiento, reparación, reposición e inspección de sus equipos para la recolección y reporte de los datos de medición;

(b) Asegurar la integridad y precisión de los datos de medición almacenados en su centro de recolección de datos y la transferencia de tales datos a la *Base de Datos Regional*; y

(c) Su propio acceso a la *Base de Datos Regional*;

(d) [123]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente deberán asumir los gastos y costos establecidos en su regulación nacional.

Los *OS/OM* podrán recuperar una parte o la totalidad de los costos y gastos a los cuales se hace referencia, que deban ser cubiertos por los *agentes*, de acuerdo con lo establecido en la respectiva regulación nacional.

[122] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[123] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.4 Responsabilidades del EOR

A1.4.1 El *EOR* será responsable de:

(a) Elaborar y mantener actualizado el registro de los equipos de medición conforme lo establecido en el numeral A1.6;

(b) Proporcionar una interfaz de comunicaciones con la *Base de Datos Regional* y garantizar que los datos de medición sean almacenados en la *Base de Datos Regional* de manera confiable, segura, oportuna y precisa;

(c) Establecer guías y procedimientos relacionadas con el *SIMECR*, incluyendo pero sin limitarse a: estimaciones por pérdida de lecturas, transferencia de datos de medición hacia la *Base de Datos Regional*, integridad de los datos y seguridad de los equipos de medición, inspección, prueba y auditoría de los equipos y corrección de errores de medición;

(d) Coordinar con el *OS/OM* respectivo la ejecución de cualquier prueba requerida a un equipo de medición;

(e) Aplicar los procedimientos respecto a equipos dañados o defectuosos establecidos en este Anexo;

(f) Auditar los equipos de medición de los *agentes* de acuerdo con lo establecido en este Anexo;

(g) Supervisar los sistemas y procedimientos de adquisición de medidas de los *OS/OMS***;**

(h) Emitir reportes de problemas de medición a los *OS/OMS* y monitorear el estado, tiempo de respuesta y solución dada a cada uno de éstos;

(i) Prevenir el acceso a la información del *SIMECR* almacenada en la *Base de Datos Regional* por parte de personas distintas a las autorizadas en este Anexo.

(j) [124]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente aplican las responsabilidades establecidas en los literales a), b) e i) anteriores.

A1.5 Requisitos de Medición

A1.5.1 Características del Equipo de Medición

A1.5.1.1 [125]Sujeto a lo dispuesto en los numerales A1.5.1.2 y A1.5.6, cada nodo de la *RTR* donde se realicen transacciones en el *MER* se deberá:

(a) Contar con dos (2) medidores, uno (1) de los cuales será designado como medidor principal y otro como respaldo, los cuales cumplirán con las características establecidas en este numeral y la clase de precisión establecida en el literal *(c)*;

[124] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[125] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

(b) Contar con transformadores de corriente y potencial, que cumplan con las características establecidas en este numeral y la clase de precisión establecida en el literal *(c)*, los cuales podrán ser compartidos o independientes para cada medidor;

(c) Cumplir con la precisión requerida para los equipos de medición será de 0.2 para los medidores de estado sólido y con el porcentaje de error para los transformadores de instrumentación, para la carga nominal conectada en los secundarios, de 0.3, de acuerdo a las normas ANSI C12.16-1991 o su versión vigente y ANSI C57.13-1993 o su versión vigente. Podrán utilizarse las normas International Electrotechnical Commission (IEC), por sus siglas en inglés, en cualquiera de sus versiones equivalentes a las normas ANSI establecidas en este numeral;

(d) Cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en el numeral A1.10;

(e) Tener la capacidad de registrar datos de medición en intervalos de tiempo iguales o menores al *período de mercado*;

(f) Tener la capacidad de almacenar datos de medición de cada *período de mercado*, como mínimo treinta y cinco (35) días;

(g) [126]Para cada instalación será obligatorio presentar el cálculo de la carga, en VA, que será conectada a los transformadores de corriente y potencial, asociados a los equipos de medición principal y de respaldo. Con el cálculo se adjuntarán datos garantizados por los fabricantes de los equipos que estarán conectados en la cadena de medición (medidores, graficadores, cables, etc.), no pudiendo en ningún momento sobrepasarse el rango de carga de los transformadores de instrumentación especificado en la norma ANSI C57.13 o su versión vigente, para la exactitud requerida. Podrán utilizarse las normas IEC, en cualquiera de sus versiones equivalentes a las normas ANSI establecidas en este numeral;

(h) [127]Cumplir que la carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) esté comprendida dentro de los límites inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo a lo estipulado en la norma ANSI C57.13-1993 o su versión vigente; Podrán utilizarse las normas IEC, en cualquiera de sus versiones equivalentes a las normas ANSI establecidas en este numeral;

(i) Cumplir que el valor nominal del circuito primario del TC, sea el valor más cercano a la capacidad de transmisión del elemento medido;

(j) Utilizar transformadores de corriente con multirelación, debiendo poseer la mejor exactitud el devanado donde se estime que el medidor operará nominalmente;

(k) Cumplir que el equipo de medición cuente con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificación en el lugar y/o reemplazo sin afectar los elementos restantes; y

(l) Cumplir con todos los otros requisitos establecidos en este Anexo.

[126] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[127] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.5.1.2 Un equipo de medición podrá tener características más exigentes en cuanto a la clase de precisión y a otros requisitos establecidos en el numeral A1.5.1.1.

A1.5.1.3 Ningún equipo de medición podrá ser parte del *SIMECR* a menos que:

(a) Haya sido registrado ante el *EOR* de acuerdo con los procedimientos descritos en el numeral A1.6; y

(b) Los equipos de comunicación que sean parte del mismo hayan superado con éxito las pruebas punto a punto entre el *OS/OM* y el punto de medición.

A1.5.1.4 En los casos en los cuales se pretenda utilizar transformadores de medida de un equipo de Amedición para propósitos adicionales a los de recolección, registro y almacenamiento de datos de medición, el *agente* propietario del equipo de medición deberá:

(a) Conectar el transformador de medida al medidor principal como se indique en la información de registro correspondiente;

(b) Operar el transformador de medida dentro de los límites nominales de carga para la clase de precisión indicada el numeral A1.5.1.1*(c)*; y

(c) Asegurar que el transformador de medida sea parte de un equipo de medición con respaldo.

A1.5.2 Características del Medidor

A.1.5.2.1 [128]Cada medidor será del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16-1991 o su versión vigente, con módulo de comunicación (módem interno o externo, LAN, etc.), módulo de entrada y salida y con alimentación independiente.

Podrán utilizarse las normas IEC, en cualquiera de sus versiones equivalentes a las normas ANSI establecidas en este numeral.

A1.5.2.2 Todos los medidores deberán disponer de registradores integrados, los cuales obtendrán y almacenarán los valores a registrar, para que periódicamente sean extraídos en forma remota por cada *OS/OM* y sean remitidos posteriormente al *EOR*.

A1.5.2.3 Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables compatibles con el *período de mercado* definido en este Reglamento.

A1.5.2.4 El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto, mediante la utilización de enlaces de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem y la funcionalidad de comunicación requerida con el grado de protección adecuado. Adicionalmente deberá ser posible realizar la extracción local de datos, en caso que el procedimiento no pueda ser aplicado, la cual estará a cargo de cada *agente*.

A1.5.2.5 Como referencia de tiempo, los registradores utilizarán sincronización externa confiable, la cual deberá ser realizada por el *OS/OM* respectivo como mínimo en forma semestral.

A1.5.2.6 La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria masiva no volátil, claves y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos.

[128] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.5.2.7 El registrador se ajustará a las siguientes características:

(a) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de un (1) minuto hasta una (1) hora, en intervalos que contemplen todos los submúltiplos de sesenta (60) minutos;

(b) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de treinta y cinco (35) días como mínimo, con diez (10) ó más canales activos y un período de integración fijado por el *EOR* que inicialmente será de sesenta (60) minutos;

(c) La asignación de las variables para el *SIMECR* será definida por el *EOR* en cumplimiento del *RMER*;

(d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos ante fallas de alimentación del equipo o externas, para lo cual deberá contar con baterías de siete (7) días de duración como mínimo u otro sistema no volátil de alimentación independiente; y

(e) El equipo deberá permitir la lectura remota de los datos, para lo cual dispondrá de puertos de acceso y lectura remota y contar con un módulo de comunicación con velocidad de transmisión de trescientos (300) bps o mayor.

A1.5.3 Punto de Medición y Factores de Ajuste.

A1.5.3.1 El *agente* deberá asegurar que el medidor se encuentre instalado en el nodo de la *RTR* donde se realizan las transacciones en el *MER*.

A1.5.3.2 No obstante lo indicado en el numeral anterior, cuando el equipo de medición esté ubicado en el lado de baja tensión del transformador o en un nodo el cual está conectado a través de una línea de transmisión a un nodo de la *RTR*, el *OS/OM* deberá utilizar un factor de ajuste para trasladar la medición al nodo de la *RTR*.

A1.5.3.3 El EOR deberá aprobar el procedimiento utilizado por el *OS/OM* para el cálculo de los factores de ajuste del numeral anterior.

A1.5.3.4 Para efecto de supervisión del EOR, el *OS/OM* deberá mantener una memoria de cálculo para cada uno de los casos en que se aplique dicha corrección.

A1.5.4 Uso y Recolección de Datos de Medición

A1.5.4.1 Los datos de medición serán utilizados por el *EOR* para propósitos de la conciliación de transacciones de la manera establecida en el Libro II. Los *agentes del MER* y los *OS/OMS* serán los responsables de la validación de los datos, y cuando sea necesario, del ajuste y estimación de los mismos.

A1.5.4.2 Cada equipo de medición deberá tener un enlace de comunicación y tener capacidad de comunicación remota por medios electrónicos, desde el sitio del equipo de medición hasta la interfaz de comunicaciones del *OS/OM* correspondiente.

A1.5.4.3 Cada *agente* deberá garantizar que los datos de cada uno de sus equipos de medición registrados sean transferidos al centro de recolección de datos del *OS/OM* respectivo, preservando las condiciones de seguridad y precisión que se establecen en este Anexo.

A1.5.4.4 Cada *OS/OM* deberá garantizar que los datos de medición almacenados en sus centros de recolección y transferidos a la interfaz de comunicaciones de la *Base de Datos Regional*, se encuentren en un formato de datos aprobado por el *EOR* y compatible con el utilizado para la recuperación de datos desde dicha interfaz.

A1.5.5 Reporte de Datos de Medición

A1.5.5.1 [129]Los OS/OMS realizarán la interrogación de los datos almacenados en los equipos de medición bajo su responsabilidad, ubicados en los nodos habilitados de la RTR. Cada OS/OM deberá reportar diariamente al EOR dichos datos de medición en el formato aprobado por el EOR, a más tardar 24 días calendario posteriores al día de la operación.

A1.5.5.2 El reporte de la información se hará en las unidades de medida definidas para el *MER*, de manera que se tengan datos para cada uno de los *períodos de mercado* del día anterior de operación y usando los medios electrónicos habilitados por el EOR para tal efecto.

A1.5.5.3 [130]En relación con los datos a reportar al *EOR*, el *OS/OM* verificara la existencia y consistencia de los datos antes de aplicar el procedimiento de estimación de medidas previsto en el numeral A1.9.2.2.

A1.5.5.4 Antes de la conciliación diaria, el *EOR* deberá informar a los *OS/OMS* los problemas que encuentre en los reportes de datos de medición, para que estos envíen las correcciones requeridas de la manera establecida por el *EOR* para tal efecto.

A1.5.5.5 [131]En aquellos casos en que, habiendo informado el EOR de la existencia de un problema en los datos de un equipo de medición al OS/OM respectivo, no se realicen las correcciones dentro del plazo establecido, el EOR realizará la conciliación de transacciones con la mejor información disponible de acuerdo al numeral A1.9.2.2.

A1.5.6 Exención de Requisitos

A1.5.6.1 El EOR podrá eximir temporalmente del cumplimiento de requisitos establecidos en este Anexo a los equipos de medición que ya se encuentren en servicio en la fecha de vigencia del RMER, previa solicitud por parte del *agente* propietario del equipo de medición, en aquellos casos en que el incumplimiento de los requisitos no dificulte la correcta determinación de las inyecciones y retiros en el punto de medición, de manera que la conciliación de transacciones pueda realizarse de manera satisfactoria para los *agentes*.

A1.5.6.2 Cuando el *EOR* exima a un equipo de medición del cumplimiento de alguno de los requisitos establecidos en este Anexo, fijará unos plazos para que el *agente* responsable cumpla con los requisitos faltantes y si es necesario aplicará un factor de corrección para determinar las inyecciones y retiros reales a partir de los datos registrados en el equipo de medición.

A1.5.6.3 El factor de corrección a que se refiere el numeral anterior, deberá ser calculado por el respectivo *OS/OM* y aprobado por el EOR previo a su aplicación.

A1.5.6.4 Un *agente* que desee solicitar una exención de requisitos para un equipo de medición, como se prevé en el numeral A1.5.6.1, presentará al *EOR* como parte de la solicitud de registro del equipo, lo siguiente:

(a) Una descripción del requisito que el equipo de medición no cumple y para el cual se solicita la exención;

---

[129] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[130] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[131] Modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo de 2017.

(b) Un plan en el cual se detalle la forma y el tiempo dentro del cual el equipo de medición cumplirá con el requisito materia de la solicitud de exención; y

(c) Toda la información que soporte la solicitud.

A1.5.6.5 Si a consideración del *EOR* no se satisfacen los criterios establecidos en el numeral A1.5.6.1, éste negará la exención solicitada y no aceptará el registro del equipo de medición. El *EOR* notificará del hecho al *agente* solicitante, al *OS/OM* respectivo y a la *CRIE* indicando las razones de la negativa.

A1.5.6.6 Una vez el *EOR* verifique el cumplimiento de los criterios establecidos en el numeral A1.5.6.1 para la aplicación de una exención, aceptará su registro temporal, siempre que el *agente* haya suministrado toda la información y se hayan cumplido todos los procedimientos de registro señalados en el numeral A1.6, y fijará los plazos señalados en el numeral A1.5.6.2.

A1.5.6.7 La exención concedida por el *EOR* a un equipo de medición con relación a un requisito específico, de acuerdo con lo previsto en el numeral A1.5.6.5, expirará en la fecha especificada por el *EOR* en el momento de registro temporal del equipo y podrá ser revocada por el *EOR* en cualquier momento que no se cumplan los criterios establecidos en el numeral A1.5.6.1.

A1.5.6.8 Cada *agente* propietario de un equipo de medición al cual se ha revocado la exención de un requisito, según lo previsto en el numeral A1.5.6.6, deberá garantizar el pleno cumplimiento por parte del equipo de medición del requisito materia de la exención antes de volver a solicitar el registro del equipo.

A1.5.6.9 Cuando el *agente* no cumpla con lo establecido en los numerales A1.5.6.6 ó A1.5.6.7 con respecto a la revocación o vencimiento de una exención determinada, el *EOR*:

(a) Tomará las acciones necesarias para la estimación de los datos de medición para propósitos de conciliación de transacciones; y

(b) Notificará a la *CRIE*, quien tomará las acciones necesarias para que el equipo de medición sea puesto en cumplimiento del requisito sujeto de la exención.

A1.5.6.10 [132]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente aplicarían las exenciones de requisitos establecidas en su regulación nacional.

A1.6 Registro de Equipos de Medición

A1.6.1 [133]Los equipos de medición que se utilizarán para obtener los datos de las medidas de las inyecciones, retiros e intercambios de energía en los nodos de la *RTR* para propósitos de la conciliación de transacciones en el *MER*, deberán ser registrados ante el *EOR* de acuerdo con lo dispuesto en este numeral A1.6.

A1.6.2 El *EOR* establecerá los procedimientos a seguir por los *agentes* para el registro de los equipos de medición que se encuentran ubicados en los nodos de la *RTR* habilitados para

[132] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[133] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

realizar transacciones en el *MER*. La información del registro de los equipos de medición deberá ser actualizada por el *agente* respectivo cada vez que sufra algún cambio.

A1.6.3 El *EOR* garantizará que el registro contenga la siguiente información de cada equipo de medición y cualquier otra información que el *EOR* considere necesaria:

(a) Nombre, identificación e información de contacto del *agente* propietario;

(b) El punto de medición definido para el equipo de medición;

(c) El nombre y la designación operativa de la instalación en la cual se encuentra localizado el punto de medición;

(d) Localización geográfica y dentro del *SER* del equipo de medición y de cada uno de sus medidores si existen varios por punto de medición;

(e) Una tabla totalizadora indicando: (i) los medidores a ser sumados cuando se requiera y el signo de la sumatoria y (ii) la información correspondiente a cada medidor, con el detalle suficiente para permitir la suma, los factores de ajuste y los factores de corrección;

(f) El identificador único asignado por el *EOR* al equipo de medición para su localización en la *Base de Datos Regional*;

(g) Las unidades de medida utilizadas para medir el flujo de energía en el equipo de medición;

(h) Los factores de ajuste y de corrección a ser aplicados, incluyendo el signo de los factores; y

(i) La documentación de soporte de los factores anteriores, incluyendo los resultados de cálculos de ingeniería y estudios de flujo de potencia.

A1.6.4 La documentación requerida para el registro del equipo de medición, deberá llevar la firma de una persona autorizada por el *Agente* y con el visto bueno del *OS/OM*.

A1.6.5 El *EOR* negará el registro de un equipo de medición cuando el equipo de medición no cumpla con los requisitos establecidos en este Anexo y no se ha concedido ninguna exención que explique este incumplimiento.

A1.6.6 Cuando el *EOR* niegue el registro de un equipo de medición, según lo previsto en el numeral A1.6.5, notificará del hecho al *agente* solicitante, al *OS/OM* respectivo y a la *CRIE*, indicando los motivos de la negativa.

A1.6.7 El *EOR* incluirá en el registro de medidores los resultados de todas las pruebas realizadas conforme a los numerales A1.7.1 y A1.7.2, y cualquier modificación realizada al equipo de medición según lo dispuesto en el numeral A1.10.3.1.

A1.6.8 Los datos incluidos en el registro de medidores, con respecto a un equipo de medición, podrán ser consultados por:

(a) El *OS/OM* bajo cuya supervisión se encuentre dicho equipo de medición;

(b) El *agente* del *MER* cuyas cantidades de conciliación estén determinadas por los datos de dicho equipo de medición; y

(c) El *agente* del *MER* propietario del equipo de medición.

A1.6.9 [134]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, el registro deberá ser realizado por el *OS/OM* respectivo, conteniendo la siguiente información:

a) El punto de medición definido para el equipo de medición;

b) El nombre y la designación operativa de la instalación en la cual se encuentra localizado el punto de medición;

c) Localización geográfica y dentro del *SER* del equipo de medición y de cada uno de sus medidores si existen varios por punto de medición;

d) El identificador único asignado por el *EOR* al equipo de medición para su localización en la *Base de Datos Regional*;

e) Las unidades de medida utilizadas para medir el flujo de energía en el equipo de medición;

f) La documentación requerida para el registro del equipo de medición, deberá llevar la firma de una persona autorizada por el OS/OM.

A1.7 Pruebas y Auditorías

A1.7.1 Pruebas y Auditorías a Equipos de Medición

A1.7.1.1 Cada *agente* será responsable de que cada uno de sus equipos de medición sea inspeccionado y probado de acuerdo con los requisitos establecidos en el numeral A1.7.4. Cada *agente*, a través del respectivo *OS/OM*, suministrará al *EOR* los resultados de las pruebas realizadas.

A1.7.1.2 El *EOR* revisará los resultados de todas las pruebas realizadas en cumplimiento de lo dispuesto en esta sección A1.7.

A1.7.1.3 Después de efectuar la revisión anterior, el *EOR* podrá ordenar la realización de una auditoría al equipo de medición con el fin de evaluar el cumplimiento de los requisitos establecidos en este Anexo. El *agente* garantizará que el auditor del *EOR* tenga acceso al equipo de medición para los propósitos de la auditoría, siempre que el *EOR* le haya notificado de la misma con una anticipación no inferior a cinco (5) días hábiles. La notificación de la auditoría deberá especificar:

(a) El propósito específico de la auditoría y sus alcances indicando claramente los trabajos a realizar;

(b) El nombre de la persona o empresa que efectuará la auditoría; y

(c) La fecha y la hora de inicio de la auditoría.

A1.7.1.4 El *EOR* podrá realizar revisiones extraordinarias a un equipo de medición, con el propósito de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos en este Anexo. El *agente* propietario del equipo de medición garantizará que el personal designado por el EOR tenga acceso a los equipos para efectos de estas revisiones.

[134] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.7.1.5 El *EOR*, tan pronto como sea posible, pondrá a disposición del *agente* propietario de un equipo de medición y del *OS/OM* respectivo los resultados de toda auditoría realizada conforme a los numerales A1.7.1.3 y A1.7.1.4.

A1.7.1.6 Cada *OS/OM*, tan pronto como sea posible, pondrá a disposición de cualquier *agente* del mercado cuyas cantidades de conciliación dependan de los datos del equipo de medición auditado, los resultados de las pruebas realizadas en cumplimiento de lo establecido en el numeral A1.7.1.1 y de toda auditoría realizada conforme a los numerales A1.7.1.3 y A1.7.1.4.

A1.7.2 Inspecciones de Datos de Medición

A1.7.2.1 Un *agente* del mercado podrá solicitar al *EOR*, a través de su respectivo *OS/OM*, una inspección para determinar la consistencia entre los datos de medición almacenados en la *Base de Datos Regional* y los datos del equipo de medición usado para determinar las cantidades de conciliación de las transacciones propias o de otro *agente*.

A1.7.2.2 El *EOR* entregará al *agente* propietario del equipo y al *agente* que realiza una solicitud conforme a lo establecido en el numeral A1.7.2.1, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la solicitud, una notificación de la inspección, con una anticipación no menor a cinco (5) días hábiles de la fecha prevista para la realización de la misma. La notificación de la inspección deberá especificar:

(a) El propósito específico de la inspección;

(b) El nombre de la persona o empresa que conducirá la inspección; y

(c) La fecha y la hora de inicio de la inspección.

A1.7.2.3 El *EOR* ordenará la inspección a que se refiere el numeral A1.7.2.1 y el *agente* propietario del equipo de medición garantizará que el personal asignado por el EOR tenga acceso al mismo para los propósitos de la inspección, siempre que haya recibido la notificación anteriormente señalada.

A1.7.2.4 El *EOR* en un plazo máximo de quince (15) días calendario después de realizada la inspección, pondrá a disposición del *agente* propietario del equipo, del *agente* que realizó la solicitud y del *OS/OM* respectivo los resultados de la inspección a realizada en cumplimiento de lo establecido en el numeral A1.7.2.1.

A1.7.2.5 Si una inspección realizada conforme al numeral A1.7.2.1 revela una discrepancia entre los datos de medición registrados en un equipo de medición y los datos de medición almacenados en la *Base de Datos Regional*, se tomarán los datos que recomiende el informe de la inspección para efectos de la conciliación de transacciones, mientras se subsana la causa del error.

A1.7.3 Costos de las Pruebas, Auditorías e Inspecciones

A1.7.3.1 Los costos y gastos asociados con las pruebas, auditorías e inspecciones realizadas a cualquier equipo de medición, distintas a las que se refiere el numeral A1.7.1, deberán ser pagados por la entidad o el *agente* que las haya solicitado, excepto en el caso en que dichas pruebas, auditorías o inspecciones muestren que el equipo de medición no cumple con los requisitos señalados en el presente Anexo, caso en el cual el *agente* propietario del equipo de medición asumirá los costos y gastos incurridos.

A1.7.4 Requisitos de Inspección y Pruebas

A1.7.4.1 Los *OS/OMS* verificarán de que cada equipo de medición bajo su supervisión sea sometido como mínimo a las siguientes pruebas de rutina:

(a) Verificación en sitio

Se debe llevar a cabo una verificación en sitio para confirmar si la energía medida por un medidor en un determinado período de tiempo es almacenada correctamente por el registrador de datos del medidor. Cada *OS/OM* registrará como una falla o salida de servicio todo error detectado como resultado de esta prueba El *OS/OM* reportará el error al *EOR* conforme al numeral A1.9.1.2.

(b) Revisión en el punto de medición

Las energías activa y reactiva registradas por un medidor deberán ser comparadas con las medidas por un equipo de prueba de precisión igual o superior a la del medidor e instalado en paralelo al mismo, o utilizando otro mecanismo aprobado por el *EOR*. Cada *OS/OM* registrará como falla o salida de servicio todo error detectado como resultado de esta prueba que exceda el rango de precisión del medidor y reportará dicho error al *EOR* conforme al numeral A1.9.1.2.

(c) Revisión de transformadores de medida

Como mínimo se utilizará la prueba de relación de transformación para probar la correcta operación de los transformadores de medida.

A1.7.4.2 Cada *agente* realizará las pruebas de rutina a las que se refiere el numeral A1.7.4.1 por lo menos una (1) vez en cada período sucesivo de doce (12) meses, a partir de la fecha de registro del equipo de medición.

A1.7.4.3 Cada *agente* llevará a cabo cualquier otro tipo de prueba, incluyendo pruebas de relación de transformación, de aislamiento y verificación de la precisión, cuando lo requiera el *EOR* o el *OS/OM*.

A1.7.5 [135]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente aplicarían las pruebas y auditorias establecidas en su regulación nacional.

A1.8 Procesamiento de Datos de Medición

A1.8.1 Datos de Medición

A1.8.1.1 Como parte de la *Base de Datos Regional*, el *EOR* establecerá y mantendrá una base de datos de medición que contenga los datos reportados por los *OS/OMS* para cada equipo de medición registrado ante el *EOR*.

A1.8.1.2 La *Base de Datos Regional* contendrá las lecturas de energía inicialmente enviadas así como las sustituciones, las estimaciones y los valores calculados por los *OS/OMS*.

[135] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.8.2 Adquisición Remota de Datos

A1.8.2.1 [136]Cada *OS/OM* realizará la adquisición remota de los datos de medición almacenados en los equipos de medición registrados y los transferirá al EOR quien los almacenará en la Base de Datos Regional para propósitos del Posdespacho Regional y la conciliación de desviaciones en tiempo real.

A1.8.2.2. Si la adquisición remota de datos del equipo de medición no es posible por parte de los *OS/OMS*, el *EOR* coordinará con el *OS/OM* responsable la utilización de medios alternos para la transferencia de los datos de medición a la *Base de Datos Regional*.

A1.8.3 Errores en Equipos de Medición

A1.8.3.1 Si una prueba, inspección o auditoria a un equipo de medición, llevada a cabo de acuerdo con el numeral A1.7, demuestra la existencia de un error, y el *EOR*, una vez agotadas las alternativas posibles para determinar el momento en el cual se presentó tal error, considerará que el error ha ocurrido en la mitad del período comprendido entre (i) el momento de la prueba, inspección o auditoria más reciente que mostraba que el equipo de medición cumplía con los requisitos de medición aplicables y (ii) el momento en el cual el error fue detectado.

A1.8.3.2 El *EOR*, en coordinación con los *OS/OMS*, podrá realizar correcciones apropiadas a los datos de medición contenidos en la *Base de Datos Regional* para tener en cuenta errores de medición detectados en una prueba, inspección o auditoría conforme al numeral A1.8.3.1.

A1.8.3.3 En caso el *EOR* realiza las correcciones indicadas en el numeral A.1.8.3.2, las modificaciones se deberán incluir en el *DTER*.

A1.8.3.4 [137]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, únicamente aplicarían las correcciones de errores de los datos de medición establecidas en su regulación o nacional.

A1.9 Funcionamiento de Equipos de Medición

A1.9.1 Desempeño

A1.9.1.1 [138]Los *agentes* propietarios de equipos de medición registrados garantizarán que los datos de medición estén a disposición de los *OS/OMS*, por período de mercado.

Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, los OS/OMS garantizarán que los datos de medición estén a disposición del EOR, por período de mercado.

A1.9.1.2 Cuando un *agente* note que uno de sus equipos de medición registrados ha salido de servicio, está defectuoso o presenta mal funcionamiento, notificará al *EOR* a través del

[136] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[137] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[138] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

respectivo *OS/OM* de la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento del equipo durante el primer día hábil siguiente a la detección del caso. Además:

(a) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento esté relacionado con cualquier componente del equipo de medición distinto a un transformador de medida, el *agente* garantizará que el equipo de medición o el componente defectuoso sea reemplazado o reparado en un plazo no mayor a quince (15) días a partir de la fecha de notificación a que se refiere el presente numeral, o en un período de tiempo mayor acordado con el *EOR*, el cual no podrá superar los quince (15) días adicionales; y

(b) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento esté relacionado con un transformador de medida, el *agente* garantizará que éste sea reemplazado en un plazo no mayor a ciento veinte (120) días a partir de la fecha de notificación a la que se refiere el presente numeral, o en un período de tiempo mayor acordado con el *EOR*, el cual no podrá superar los ciento veinte (120) días adicionales.

A1.9.1.3 [139]Cuando el *EOR* se de cuenta, por medios distintos a la notificación a la cual se refiere el numeral A1.9.1.2, incluyendo el reporte del *OS/OM* respectivo, que un equipo de medición ha salido de servicio, está defectuoso o presenta mal funcionamiento, el *EOR*:

(a) Emitirá un reporte de daño para dicho equipo de medición y notificará al *agente* propietario del equipo de medición y al *OS/OM* sobre su salida de servicio, defecto o mal funcionamiento;

(b) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento está relacionado con cualquier componente del equipo de medición distinto a un transformador de medida, dará instrucciones al *agente* para garantizar que el equipo de medición o el componente defectuoso sea reemplazado o reparado en un plazo no mayor a quince (15) días contados a partir de la fecha de notificación a la que se refiere el literal *(a)*, o en un período de tiempo mayor especificado por el *EOR*, el cual no podrá superar los quince (15) días adicionales; y

(c) Cuando la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento está relacionado con un transformador de medida, dará instrucciones al *agente* para que garantice que el transformador sea reemplazado en un plazo no mayor a ciento veinte (120) días a partir de la fecha de notificación a la que se refiere el presente numeral, o en un período de tiempo mayor acordado con el *EOR*, el cual no podrá superar los ciento veinte (120) días adicionales.

A1.9.2 Estimación de Medidas

A1.9.2.1 Cuando ocurra una salida de servicio, defecto o mal funcionamiento de un equipo de medición, el *OS/OM* responsable estimará los datos de medición que deben ser reportados al *EOR*, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral A1.9.2.2, hasta la fecha en que se corrija la salida de servicio, defecto o mal funcionamiento del equipo de medición. Si vencido el plazo establecido por el *EOR* la causa del defecto, error o mal funcionamiento no ha sido subsanada, éste remitirá el caso a la *CRIE* para su solución.

[139] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

A1.9.2.2 [140]Cuando por la aplicación de alguna de las disposiciones establecidas en este Anexo se requiera estimar datos de medidas para realizar el *Posdespacho Regional* y la conciliación de desviaciones en tiempo real, se utilizará la siguiente información en orden de prioridad:

(a) El medidor de respaldo;

(b) La información proveniente del sistema de supervisión y control que se encuentre disponible;

(c) El balance de carga considerando las características técnicas de la *RTR* y la lectura de medidores en otros nodos de la *RTR*.

A.1.9.3 Tiempo del Medidor

A1.9.3.1 El tiempo del reloj de cada equipo de medición corresponderá a la hora oficial de cada país, mientras que los datos de medición almacenados en la Base de Datos Regional corresponderán a la hora oficial del país sede del EOR.

A1.9.3.2 El *agente* propietario del equipo de medición o el *OS/OM* de acuerdo a lo establecido a la regulación nacional sincronizará el reloj de cada medidor dentro de ± cinco (5) segundos de la hora oficial de cada país, o aplicando la norma de precisión más exigente que pueda ser razonablemente exigida por el *EOR* en el momento de la puesta en marcha del equipo de medición.

A1.9.3.3 Cada *OS/OM* o *agente*, de acuerdo a lo establecido a la regulación nacional, es responsable por el mantenimiento de la hora del medidor dentro de un rango de ± un (1) minuto cada mes.

A1.9.4 [141]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, el funcionamiento de los equipos de medición deberá cumplir únicamente lo establecido en su regulación nacional

A1.10 Seguridad de los Equipos y Datos de Medición

A1.10.1 Seguridad de los Equipos de Medición

A1.10.1.1 Cada *agente* propietario de equipos de medición registrados en el *SIMECR* garantizará que:

(a) Sus equipos de medición estén protegidos contra el acceso de personas distintas al *EOR* y al *OS/OM* correspondiente;

(b) Todos los circuitos y sistemas de almacenamiento y procesamiento de información de sus equipos de medición estén protegidos por medio de sellos u otros dispositivos aprobados por el *EOR*;

(c) La caja del medidor se encuentre físicamente asegurada, cerrada con llave y sellada por medio de dispositivos aprobados por el *EOR*, de manera que se pueda detectar el acceso por parte de personal no autorizado;

[140] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[141] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

(d) Las conexiones de datos a los puertos de comunicación del medidor estén protegidas contra el acceso de personas distintas a las autorizadas; y que

(e) Los equipos de medición cumplan todos los requisitos, relacionados con su seguridad, establecidos en este Anexo.

A1.10.1.2 El *EOR* auditará las medidas de seguridad aplicadas a cada equipo de medición registrado, en un plazo de dos (2) años a partir de la fecha de entrada en vigencia de este Reglamento y de ahí en adelante, periódicamente cuando lo considere apropiado.

A1.10.2 Seguridad de los Datos de Medición

A.10.2.1 Los *agentes* garantizarán que los datos de medición almacenados en cada uno de sus equipos de medición registrados estén:

(a) Protegidos contra el acceso directo local o electrónico remoto de personas distintas al *OS/OM*, incluso durante la transferencia de los datos de medición a los centros de recolección de medidas, mediante la implementación de claves apropiadas, encriptación y otros controles de seguridad; y

(b) Protegidos contra el acceso de personas distintas al *OS/OM*, durante la entrega de datos de medición por medios distintos a los electrónicos, incluyendo pero sin limitarse a disquetes, cintas magnéticas, cartuchos electrónicos y papel, en los cuales los datos de medición se transcriban, transfieran o almacenen para su entrega.

A1.10.2.2 Los *OS/OMS* garantizarán que los datos de medición almacenados en sus centros de recolección de medidas estén:

(a) Protegidos contra el acceso directo local o electrónico remoto de personas distintas al *EOR*, incluso durante la transferencia de los datos de medición a la interfaz de comunicación de la *Base de Datos Regional*, mediante la implementación de claves apropiadas, encriptación y otros controles de seguridad; y

(b) Protegidos contra el acceso de personas distintas al *EOR*, durante la entrega de datos de medición por medios distintos a los electrónicos, incluyendo pero sin limitarse a disquetes, cintas magnéticas, cartuchos electrónicos y papel, en los cuales los datos de medición se transcriban, transfieran o almacenen para su entrega.

A1.10.2.3 El *EOR* y los *OS/OMS* mantendrán confidenciales todos los registros de claves de acceso electrónico a los datos de medición.

A1.10.3 Modificaciones a Equipos, Parámetros y Configuración de Medida

A1.10.3.1 Cada *OS/OM*, previa aprobación del *EOR*, autorizará modificaciones a los equipos, parámetros y configuración de cualquiera de los equipos de medición bajo su supervisión, las cuales puedan afectar la recolección, seguridad o precisión de cualquiera de los datos almacenados en los equipos, siempre que se realicen (i) obteniendo una lectura final antes de efectuar las modificaciones, (ii) garantizando que los datos de medición almacenados en el equipo puedan ser transferidos a la *Base de Datos Regional* antes de efectuar las modificaciones, y (iii) obteniendo una lectura inicial una vez se han efectuado las modificaciones.

A1.10.3.2 Cada *OS/OM* garantizará que el *EOR* disponga de datos de medición alternos de manera que se puedan hacer las estimaciones indicadas en el numeral A.1.9.2.2, cuando se estén

realizando modificaciones a los equipos, parámetros o configuración de un equipo de medición.

A1.10.4 [142]Para el caso de los sistemas de medición comercial nacionales y sus registros indicados en el literal g) del apartado A1.1.3, la seguridad de los equipos y datos de medición deberán cumplir únicamente lo establecido en su regulación nacional.

A1.11 Acceso a los Datos de Medición

A1.11.1 Todos los datos del *SIMECR* estarán disponibles para ser consultados por los *agentes* y *OS/OM*, una vez realizada la conciliación del mes correspondiente.

[142] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

ANEXO 2
REQUISITOS DE SUPERVISIÓN Y COMUNICACIONES

A2. Requisitos de Supervisión y Comunicaciones

A2.1 Alcance

Este Anexo establece las responsabilidades y los requisitos para los sistemas de supervisión y comunicaciones necesarios para el funcionamiento del *MER* y es aplicable al *EOR y* a los *OS/OMS*.

A2.2 Aspectos Generales

A2.2.1 El *EOR* deberá contar con la infraestructura y los sistemas de información necesarios para cumplir con las funciones que le han sido asignadas en el *RMER*, las cuales están relacionadas con los procesos de *predespacho*, *posdespacho*, conciliación de transacciones y gestión comercial del *MER*, planeación y coordinación de la operación del *SER* y planeamiento indicativo de la expansión del *SER*.

A2.2.2 El *EOR* deberá efectuar la supervisión de la operación del *SER* de manera coordinada con los *OS/OMS* de cada país. El *EOR* coordinará y supervisará la operación del *SER* desde el Centro Regional de Coordinación y Transacciones *CRCT*.

A2.2.3 El *EOR* coordinará y supervisará la operación del *SER* desde el *CRCT* a través de un sistema de supervisión en tiempo real (SCADA) y coordinará las maniobras respectivas en la *RTR* con los *OS/OMS* de cada país a través de los medios de comunicación destinados para tal fin

A2.3 Sistema de Supervisión

A2.3.1 El sistema de supervisión del *EOR* adquirirá los datos necesarios para la operación coordinada del *SER* desde los *centros de control* de los *OS/OMS*.

A2.3.2 La información a intercambiar entre el *CRCT* del *EOR* y los *centros de control* de los *OS/OMS* será la definida por el *EOR* en cumplimiento del *RMER*, incluyendo pero sin limitarse a la indicada en el numeral A.3.3.3. Los *OS/OMS* y *los agentes* serán responsables, según corresponda, de la validez y exactitud de los datos enviados al *EOR*.

A2.3.3 Cada subestación asociada a la *RTR* deberá contar con las instalaciones de supervisión necesarias que le permitan al *EOR*, por intermedio de los *OS/OMS*, disponer en tiempo real de las señales de voltaje, potencia activa, reactiva, posición de equipos de maniobra (estado de interruptores y seccionadores, así como posiciones de taps de transformadores), estado de algunos equipos auxiliares y de los equipos de compensación de las instalaciones asociadas a la *RTR*.

A2.3.4 Los datos adquiridos por el sistema de supervisión serán manejados empleando un sistema de códigos de calidad definido por el *EOR* que prevenga el uso de datos erróneos o de dudosa calidad. Cada *OS/OM* será responsable de generar los indicadores de calidad desde su *centro de control* para todos los datos transmitidos al *EOR*.

A2.3.5 El sistema de supervisión del *EOR* deberá prever el almacenamiento de datos históricos de la operación del *SER*.

A2.4 Comunicaciones

A2.4.1 El *EOR* deberá disponer de los sistemas de telecomunicación que permitan vincular el *CRCT* con los *centros de control* de los *OS/OMS*. Deberá disponerse de al menos los siguientes servicios:

(a) Transmisión de datos del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (*CRCT*);

(b) Comunicaciones de voz y sus equipos de grabación asociados; y

(c) Servicio de fax y correo electrónico.

A2.4.2 Estos servicios podrán ser satisfechos mediante recursos propios, o también mediante la libre contratación total o parcial de los mismos a prestadores de servicios de telecomunicaciones, o una combinación de estas modalidades.

A2.4.3 El intercambio de datos entre el *CRCT* y los *centros de control* de los *OS/OMS* se realizará a través de enlaces de datos dedicados y redundantes. Con el fin de incrementar la confiabilidad en la transmisión de los datos y reducir el impacto de la falla de comunicaciones, deberá implementarse un sistema de comunicaciones de respaldo.

A2.4.4 El intercambio de datos entre el *EOR* y los *OS/OMS* se realizará en forma periódica según los ciclos establecidos por el *EOR* o a solicitud del mismo y de manera interactiva. El protocolo de comunicaciones lo determinara el *EOR*.

A2.5 Requisitos Funcionales

A2.5.1 Disponibilidad del Sistema

A2.5.1.1 Las funcionalidades de SCADA, de análisis de red y de información histórica del sistema de supervisión del *EOR* son funciones críticas y deberán mantener una alta disponibilidad según detalla el numeral A3.5.1.2.

A.2.5.1.2 La plataforma de hardware y software del sistema de supervisión del *EOR* deberá mantener una disponibilidad anual de 99.95% para todas aquellas funciones críticas. El tiempo de falla total anual acumulado de todas las funciones críticas no deberá exceder las 4.5 horas y no deberán ocurrir más de un total de cuarenta (40) incidentes de falla, para cualquiera de las funciones críticas, en un período de un (1) año.

A2.5.2 Respaldo de Información

El EOR y todos los OS/OMS deberán preparar e implementar un plan de respaldo para la información histórica de supervisión del SER, el cual minimizará el riesgo de pérdida de información crítica para la región ante el evento de cualquier falla en el hardware o catástrofe en el sitio de ubicación del CRCT.

A2.5.3 Mantenimiento del Sistema

El EOR implementará un programa integral de mantenimiento para el hardware y software del sistema de supervisión del EOR con el fin de asegurar la disponibilidad exigida por el numeral A3.5.1.

A2.5.4 Capacidad de Expansión

El sistema de supervisión del EOR, incluyendo hardware y software, deberá tener capacidad de expansión con el fin de adecuarse al crecimiento del SER y responder a los cambios futuros en las responsabilidades del CRCT.

A2.6 Seguridad del Sistema

A2.6.1 La infraestructura tecnológica y los sistemas de información del *EOR* deberán ser provistos de equipos, software y procedimientos rigurosos de seguridad con el fin de prevenir accesos u operaciones no autorizadas sobre la *Base de Datos Regional*, el sistema de supervisión del *EOR* y demás sistemas de información del *EOR*.

A2.6.2 El *EOR* deberá incluir en su política de seguridad el manejo de autenticación de usuarios, contraseñas de acceso, implantación de hardware y software de seguridad contra usuarios no autorizados y detección en línea de virus informáticos.

A2.6.3 Los circuitos de telecomunicación del CRCT del EOR conectados a cualquier sistema de computadores de los *centros de control* deberán utilizar sistemas de seguridad para prevenir accesos no autorizados de fuentes externas.

A2.7 Normas de Diseño

A2.7.1 El sistema de supervisión del *EOR* deberá cumplir con las normas de diseño de sistemas de computación vigentes y aplicables al mismo. El diseño, construcción y desempeño de su plataforma de hardware y software deberán cumplir con las normas y recomendaciones más recientes de las siguientes instituciones: IEC, IEEE, NEMA, ANSI, EIA, ISO.

A2.7.2 El sistema de supervisión del *EOR* deberá contar preferentemente con sistemas de arquitectura abierta para todos los sistemas de hardware y software que lo integren con el fin de facilitar su mantenimiento y actualización.

ANEXO 3
PREDESPACHO Y POSDESPACHO REGIONAL

A3. Predespacho y Posdespacho Regional

A3.1 Alcance

En este anexo se presenta el modelo matemático de optimización para efectuar el predespacho y posdespacho del MER. Como resultado del predespacho y posdespacho surgen los precios nodales ex-ante y ex-post respectivamente.

A3.2 Características Generales del Modelo

La programación de las inyecciones y retiros en el *MER* se realizará mediante un modelo matemático de optimización que considere la *RTR* junto con sus restricciones, los compromisos contractuales, las ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad y de servicios de transmisión asociadas a contratos. La ejecución de dicho modelo deberá considerar la coordinación en dos (2) niveles jerárquicos sucesivamente, el *OS/OM* en el nivel nacional y el *EOR* en el nivel regional.

El *predepespacho* permitirá obtener el programa regional de las inyecciones y retiros programados y el cálculo de los precios nodales *ex–ante*. El redespacho permitirá realizar los cambios a la programación del predespacho. El posdespacho permitirá calcular los precios nodales *ex–post* de acuerdo con los retiros netos reales atendidos y las inyecciones en la operación del *SER* según las ofertas incluidas en el predespacho.

A3.2.1 Definición de Requerimientos Fundamentales

El modelo matemático de optimización y la solución informática a implementar deberá contar con las siguientes características:

A3.2.1.1 Generales

(a) Flexible para permitir un horizonte máximo de 24 periodos de mercado;

(b) Flexible para permitir resolución por *período de mercado*, que puede ser variable;

(c) Incluir el modelo de la *RTR*, con un flujo de carga de DC que incluya un modelo de pérdidas de transmisión. Deberá tener la posibilidad de considerar las capacidades de cada uno de los elementos de la red y las restricciones de la misma;

(d) Incluir la modelación de la reserva de cada una de las áreas de control;

(e) Deberá permitir, como mínimo, modelar los siguientes equipos de la red:

- Líneas de transmisión.
- Transformadores bidevanados.
- Transformadores tridevanados.
- Bahías de conexión.

(f) Calcular los precios marginales nodales para cada *período de mercado*, los cuales deben ser calculados como el costo incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la *RTR*. Los *precios nodales* por *período de mercado* serán determinados directamente por el algoritmo de solución, como los

multiplicadores de Lagrange de la restricción de balance de inyección – retiro para cada nodo de la *RTR*;

(g) Permitir el manejo de diferentes escenarios: *predespacho*, *redespacho*, *posdespacho* y estudios. El escenario de *predespacho* permitirá obtener el programa regional de las inyecciones y retiros programados y el cálculo de los *precios nodales* (precios ex–ante); el escenario de *redespacho* permitirá realizar los cambios a la programación del *predespacho* y el cálculo de los *precios nodales* (*precios ex–ante*); el escenario de *posdespacho* permitirá calcular los *precios nodales* (*precios ex–post*); y por último, el escenario de estudios dotará al *EOR* de herramientas de análisis y estudio de casos especiales;

(h) Garantizar que los tiempos de ejecución de los procesos estén de acuerdo con los plazos que dispone el *EOR* para realizar el *predespacho*, *redespacho* y *posdespacho* respectivamente.

A3.2.1.2 Para el *Predespacho* y el *Redespacho*

(a) Modelar retiros de oportunidad por nodo de la *RTR*, mediante ofertas de disposición de compra de oportunidad por bloques de energía con sus precios;

(b) Modelar inyecciones de oportunidad por nodo de la RTR, mediante ofertas de disposición de venta de oportunidad por bloques de energía con sus precios;

(c) Modelar retiros asociados a Contratos Firmes según la energía requerida por el comprador por nodo de la RTR. La diferencia entre la energía declarada y la energía requerida no es considerada en el predespacho ni en el redespacho, pero sí en las conciliaciones de los Contratos Firmes;

(d) Implementar la prioridad de atención de Contratos Firmes;

(e) Modelar Contratos No Firmes Físicos Flexibles, incluidas las inyecciones y retiros físicos resultantes;

(f) Modelar Ofertas de Flexibilidad por nodo de la RTR, asociadas a Contratos No Firmes Físicos Flexibles;

(g) Modelar las ofertas de pago máximo por Cargo Variable de Transmisión, asociadas a Contratos No Firmes Físicos Flexibles;

(h) Modelar la reducción de compromisos contractuales de Contratos Firmes y Físicos Flexibles ante restricciones de la RTR o requisitos de seguridad, calidad y desempeño regionales.

(i) Considerar en el predespacho regional el predespacho nacional, en particular para cada período de mercado:

- Disponibilidad de la red de transmisión
- Disponibilidad en MW de los generadores por nodo eléctrico
- Generación MWh programada para cada recurso de generación
- Generadores con asignación de reserva para regulación de frecuencia

- Demanda programada MWh por nodo eléctrico
- Demanda no atendida MWh por previsión de déficit nacional por nodo eléctrico
- Demanda no atendida MWh por condiciones de oferta por nodo eléctrico.

(j) [143]

A3.2.1.3 Para el *Posdespacho*

(a) Modelar fijos los retiros netos reales del *MER*, resultantes de la operación en tiempo real del *SER*;

(b) Modelar inyecciones de oportunidad por nodo de la RTR, mediante ofertas de disposición de venta de oportunidad por bloques de energía con sus precios;

(c) Modelar inyecciones fijas, asociadas a componentes físicas de contratos Físicos Flexibles regionales resultantes de la operación en tiempo real del SER;

(d) Modelar la generación del predespacho nacional como fija en el posdespacho;

(e) Considerar, a partir de la información suministrada por cada OS&M, en el posdespacho regional:

- Disponibilidad real de la red de transmisión
- Generación MWh real para cada recurso de generación por nodo eléctrico (*SIMECR*)
- Demanda real MWh por nodo eléctrico (*SIMECR*)

A3.3 Proceso General del *Predespacho*

Diariamente, para cada *período de mercado*, el *EOR* efectuará el siguiente procedimiento para la ejecución del *predespacho* regional:

(a) Ejecutará el modelo del *predespacho*.

(b) De ser necesario, realizará el procedimiento de asignación de cantidades de energía requerida por Contratos Firmes conforme se indica adelante en la sección de Contratos Firmes.

(c) Una vez definidas las cantidades de energía requerida a atender por Contratos Firmes, según se detalla en el literal (b) anterior, se ejecutará nuevamente el modelo del predespacho, considerando que los retiros asociados a las energías requeridas de Contratos Firmes corresponderán a las obtenidas del literal (b) anterior.

(d) Una vez efectuado los pasos definidos en los literales (a), (b) y (c) anteriores, el EOR efectuará el procedimiento de verificación de garantías.

[143] Se eliminó inciso mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

(e) Si como resultado del proceso de verificación del literal (d) anterior resulta necesario retirar del predespacho las ofertas de uno o varios agentes, procederá a ejecutar con esta condición el modelo del predespacho iniciando nuevamente desde el literal (a) anterior, en lo que aplique.

(f) Una vez verificadas las garantías conforme a los literales (d) y (e) anteriores, el EOR procederá a efectuar la validación eléctrica del predespacho. Si como resultado de dicha validación se hace necesario modificar el predespacho, el mismo se iniciará nuevamente desde el literal (a) anterior, en lo que aplique. Si por razones de tiempo los ajustes por validaciones eléctricas no se incluyen en el predespacho regional, los mismos se aplicarán como un redespacho en el MER, el cual deberá ser publicado con al menos una (1) hora de anticipación a su entrada en vigencia.

(g) Terminado el proceso descrito en los literales anteriores, el EOR procederá a publicar el predespacho.

En la Figura A4-1 se muestra esquemáticamente el proceso del *predespacho* regional.

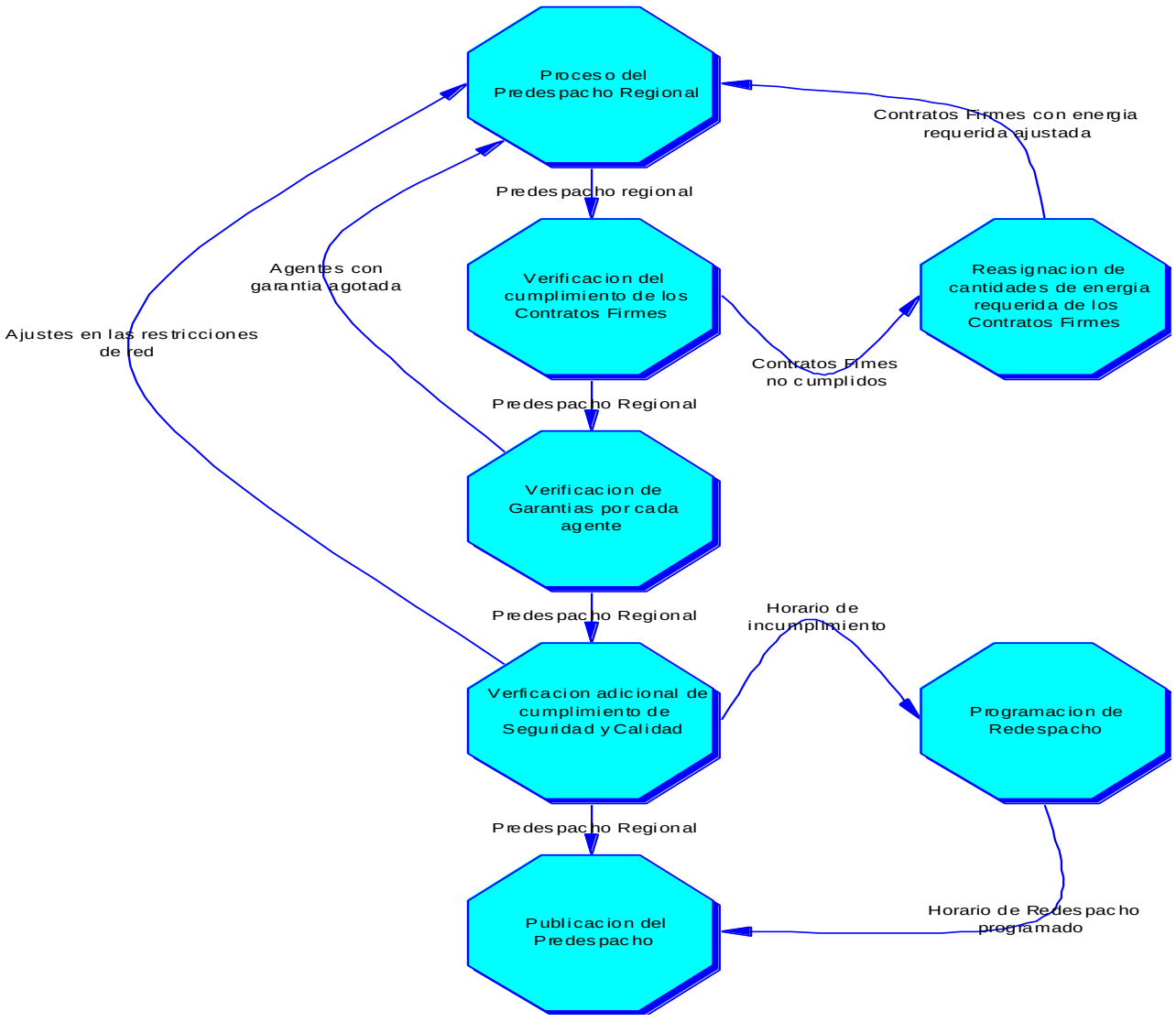


Figura A4-1 - Diagrama del Proceso General del *Predespacho*

A3.4 Formulación del Predespacho

El modelo matemático deberá determinar un *predespacho* regional óptimo y factible de los contratos, las ofertas de flexibilidad, las ofertas de pago por Cargos Variables de Transmisión, los *servicios auxiliares regionales* y la asignación óptima de las ofertas de oportunidad de inyección y retiro nodales dentro del horizonte de optimización maximizando el beneficio social.

A3.4.1 Función Objetivo

La función objetivo por *período de mercado* a optimizar será la siguiente:

$$FO : Maximizar\left[\sum_i\sum_s fr_{i,s}P_{ret(i,s)} + \sum_i\sum_s ft_{i,s}P_{st(i,s)} - \sum_i\sum_s fi_{i,s}P_{iny(i,s)} + FO_1\right]$$

Donde:

$P_{ret(i,s)}$	Variable en MWh de la transacción de retiro *i*, segmento *s*, lo que incluye*: Ofertas de Oportunidad* por reducción de generación despachada y *Ofertas de Oportunidad* por demanda no atendida en el predespacho nacional
$P_{iny(i,s)}$	Variable en MWh de la transacción de inyección *i*, segmento *s*, lo que incluye: *Ofertas de Oportunidad* de generación no despachada, y *Ofertas de Oportunidad* por reducción de demanda atendida en el Predespacho Nacional
$P_{st(i,s)}$	Variable en MWh de la transacción de servicios de CVT *i*, segmento *s*
FO_1	Componente adicional de la función objetivo en relación a los *Contratos Firmes.*
$fr_{i,s}$	Valor de la curva de precios de oferta de retiro *i*, segmento *s*, en US$/MWh
$fi_{i,s}$	Valor de la curva de precios de oferta de inyección *i*, segmento *s*, en US$/MWh
$ft_{i,s}$	Valor de la curva de precios de oferta de servicios de CVT *i*, segmento *s*, en US$/MWh

El problema a resolver es un problema de optimización desacoplado temporalmente, lo que permite modelar cada *período de mercado* como un caso independiente. El número de problemas a optimizar estará dado por el número de *períodos de mercado* del *predespacho* regional de acuerdo con el horizonte y duración definido para el proceso de optimización.

A3.4.2 Predespacho Nacional

El *EOR* incluirá en el *predespacho* regional cada uno de los predespachos nacionales reportados por cada *OS&M* de acuerdo con las siguientes consideraciones:

(a) Cada *OS&M* deberá reportar al *EOR* su predespacho nacional;

(b) La generación y demanda nacional serán modeladas como fijas y, por lo tanto, deberán aparecer en la restricción de balance nodal del predespacho regional como una constante;

(c) La demanda atendida en los predespachos nacionales que efectúe ofertas al MER que reflejen su disposición de reducir demanda en MWh con el fin de ofrecer su corte de carga, serán modeladas como inyecciones en los respectivos nodos de demanda;

(d) Las ofertas de retiro al MER para reemplazar generación nacional serán modeladas como retiros en los respectivos nodos de generación;

(e) Las ofertas de retiro correspondientes a demanda no atendida en los predespachos nacionales, tanto por demandas no elásticas, corte de carga o racionamiento; como por demanda elástica que no haya sido atendida por precio en el predespacho nacional, serán modeladas como retiros en los respectivos nodos de demanda;

(f) Las ofertas de inyección de generación no despachada en el predespacho nacional serán modeladas como ofertas de inyección al MER.

A3.4.2.1 Ecuaciones correspondientes a los predespachos nacionales

(a) Demanda atendida en el predespacho nacional

La demanda atendida en el predespacho nacional ($demanda_i$) será modelada como fija y, por lo tanto, deberá aparecer en la restricción de balance nodal como una constante. En caso que una demanda nacional atendida en el predespacho nacional realice ofertas de reducción de demanda al *MER*, dicha demanda dejará de ser atendida en el valor que haya sido aceptada la transacción de inyección en el *predespacho* regional (en MWh). Las transacciones asociadas a este tipo de ofertas serán modeladas en el *predespacho* regional como ofertas de oportunidad de inyección asociadas al nodo de la demanda que ofrece su disposición de reducción de energía. La oferta de inyección deberá ser menor o igual que la demanda atendida en el predespacho nacional.

(b) Demanda no atendida en el predespacho nacional

Existen dos tipos de demanda no atendida en el predespacho nacional, la primera corresponde al corte de carga o racionamiento nacional y la segunda a la demanda nacional que no es despachada en el predespacho nacional por razones económicas de oferta (elástica). Estos dos tipos de demanda podrán ser atendidas desde el *MER* mediante ofertas de retiro al *Mercado de Oportunidad Regional*.

(c) Generación despachada en el Predespacho Nacional

La generación despachada en el predespacho nacional (G_i) será modelada como fija y, por lo tanto, deberá aparecer en la restricción de balance nodal como una constante. En caso que una generación despachada en el predespacho nacional realice ofertas de reducción de generación al *MER*, dicha generación dejará de ser suministrada en el valor que haya sido aceptada la transacción de retiro en el *predespacho* regional (en MWh). Las transacciones asociadas a este tipo de ofertas serán modeladas en el *predespacho* regional como ofertas de oportunidad de retiro asociadas al nodo de la generación que ofrece su disposición de

reducción de energía. La oferta de retiro deberá ser menor o igual que la generación despachada en el predespacho nacional.

(d) Generación no despachada en el Predespacho Nacional

La generación no despachada en el predespacho nacional será modeladas como ofertas de inyección al *MER*.

A3.4.3 [144]Reserva de Regulación de Frecuencia

Las áreas de control deben considerar la reserva de regulación de cada uno de los sistemas de los países miembros. Las áreas de control serán definidas por el usuario, a través de los nodos eléctricos de la RTR y circuitos que la conforman. La relación de nodos con generadores, demandas, demandas no atendidas, inyecciones y retiros, definirán el conjunto de variables a involucrar en cada área de control.

El valor de reserva para regulación secundaria de frecuencia para cada período de mercado deberá ser configurable sobre cuales generadores se asignará dicha reserva.

Es una obligación de los OS/OM al realizar el predespacho nacional, considerar la reserva de regulación de frecuencia establecida en la regulación nacional.

Las evaluaciones de la reserva de regulación de frecuencia primaria y secundaria, no serán consideradas en la ejecución del modelo matemático del Predespacho Regional.

A3.4.3.1 [145]Control de reserva

Reserva sistema nacional

Cada *OS&M* deberá informar al *EOR* el conjunto de generadores nacionales sobre los cuales se asignará la reserva. Cada área de control (*OS&M*) podrá reportar un valor distinto de reserva en MW por *período de mercado*. Para cada *período de mercado* se debe realizar la siguiente verificación:

$$\sum_{i \Omega ar} (capmw_i - GRRP_i) \geq rva_RRP_\min_{ar}$$

$$\sum_{i \Omega ar} (capmw_i - GRRS_i) \geq rva_RRS_\min_{ar}$$

$$\forall\ G_i > 0$$

[144] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[145] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

Donde:

$GRRP_i$	Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación *i* asignado a la *Reserva para Regulación Primaria*
$GRRS_i$	Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación *i* asignado a la *Reserva para Regulación Secundaria*
$Rva_RRP_min_{ar}$	Valor de reserva mínima nacional del área de control *ar* de la Reserva para Regulación Primaria
$Rva_RRS_min_{ar}$	Valor de reserva mínima nacional del área de control *ar* de la Reserva para Regulación Secundaria
$capmw_i$	Valor de la capacidad máxima de generación (disponibilidad) del generador *i* asociado al área de control *ar*
$i\Omega ar$	Para todo generador nacional *i* asociado con el área de control *ar*, que participe de la regulación de frecuencia nacional.

El proceso de verificación de reserva nacional no es una restricción activa del *predespacho*, es una verificación que debe ser implementada como un proceso externo al *predespacho*.

A3.4.3.2 [146]Control de reserva hacia abajo

Esta sección es opcional para el modelado del predespacho, para el caso en que se tenga explícitamente un valor de reserva para bajar generación asociado a la regulación de frecuencia.

Reserva sistema nacional

Cada *OS&M* deberá informar al *EOR* el conjunto de generadores nacionales sobre los cuales se asignará el control de reserva hacia abajo. Cada área de control (*OS&M*) podrá reportar un valor distinto de reserva hacia abajo en MW por *período de mercado*. Para *cada período de mercado* se debe realizar la siguiente verificación:

$$\sum_{i\Omega ar}(G_i - min_i) \geq rva_abajo_{ar}$$

$$\forall\ G_i \geq min_i$$

Donde:

[146] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

G_i	Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación *i*
rva_abajo_{ar}	Valor de reserva mínima nacional hacia abajo del área de control *ar*
min_i	Valor mínimo en MW para el generador *i*
$i \Omega ar$	Para todo generador nacional *i* asociado con el área de control *ar*, que participen de la regulación de frecuencia nacional.

El proceso de verificación de reserva nacional hacia abajo no es una restricción activa del *predespacho*, es una verificación que debe ser implementada como un proceso externo al *predespacho*.

A3.4.4 Contratos

A3.4.4.1 Contratos *No Firmes* Físicos Flexibles

Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al *Mercado de Oportunidad Regional* efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el *predespacho* regional.

Las ofertas de flexibilidad asociadas a los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el *predespacho* regional.

(a) Modelo para *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles

La componente física del *Contrato No Firme* Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente sea factible.

La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$p^{o}_{iny_fisica(i)} = p^{0}_{iny(i)} - \sum_{s} p_{ret(i,s)}$$

$$p^{o}_{ret_fisico(i)} = p^{0}_{ret(i)} - \sum_{s} p_{iny(i,s)}$$

- Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$p^{o}_{iny_fisica(i)} = \sum_{s} P_{st(i,s)} - \sum_{s} p_{ret(i,s)}$$

$$p^{o}_{ret_fisico(i)} = \sum_{s} P_{st(i,s)} - \sum_{s} p_{iny(i,s)}$$

Donde:

$p^{o}_{iny_fisica(i)}$	Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato *i*
$p^{o}_{ret_fisico(i)}$	Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato *i*
$p^{o}_{iny(i)}$	Valor de energía declarada en *MWh* para el *Contrato No Firme* Físico Flexible *i*
$p^{o}_{ret(i)}$	Valor de energía declarada en *MWh* para el *Contrato No Firme* Físico Flexible *i*
$p_{iny(i,s)}$	Valor de energía en *MWh* correspondiente a cada segmento *s* de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el *Contrato No Firme* Físico Flexible *i*
$p_{ret(i,s)}$	Valor de energía en *MWh* correspondiente a cada segmento *s* de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el *Contrato No Firme* Físico Flexible *i*
$P_{st(i,s)}$	Valor en MWh de la transacción de servicios de CVT *i*, segmento *s*

Notar que $p^{o}_{iny(i)} = p^{o}_{ret(i)}$.

A3.4.4.2 *Contratos Firmes*

El modelo de *Contratos Firmes* debe considerar que en el *predespacho* regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El *EOR* verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los *Contratos Firmes* en el *predespacho*, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la *RTR* y por el cumplimiento de los criterios de *calidad, seguridad y desempeño* regionales.

Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección de por lo menos la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el *predespacho* regional:

$$FO_1 = -\sum_{i \in Firmes} \rho^* p_{firme_cortada(i)}, \quad \forall\ p_{firme_req(i)} \neq 0$$

$$p_{firme_cortada(i)} \leq p_{firme_req(i)}$$

Donde:

$p_{firme_cortada(i)}$	Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción *i*
$P_{firme_req(i)}$	Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción *i* asociada al *Contrato Firme*
ρ	Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción *i*. El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la *energía requerida*.

El término $p_{firme_cortada(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la *RTR*, mientras que el término $p_{firme_req(i)} - p_{firme_cortada(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de *Contratos Firmes* debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles, es decir, por encima de la atención de la componente física de los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles.

(b) Regla de asignación de la energía requerida por *Contratos Firmes*

- El modelo del *predespacho* deberá detectar el incumplimiento de la atención de las cantidades requeridas de energía por los compradores de los *Contratos Firmes* regionales. Para detectar que se debe aplicar el procedimiento de asignación de energía requerida se verificará que el valor de la variable $p_{firme_cortada(i)} \neq 0$

- En caso que $p_{firme_cortada(i)} \neq 0$, se procederá a realizar la reducción a las cantidades de energía requerida de cada uno los *contratos firmes* que son afectados por la restricción en la transmisión, en forma proporcional a la transmisión requerida por cada uno de los *Contratos Firme*, conforme a la siguiente formulación:

$$T_{cf\,(i)}^{asignada} = F_{cf\,(i)}^{disponible} * \frac{T_{cf\,(i)}^{requerida}}{\sum T_{cf\,(i)}^{requerida}}$$

donde:

$T_{cf\,(i)}^{asignada}$ = *Capacidad de transmisión asignada a cada uno de los Contratos Firmes afectados;*

$T_{cf\,(i)}^{requerida} = \left[S_{ij}^{fz} \right] * P_{cf\,(i)}^{requerida}$ = Capacidad de transmisión requerida del Contrato Firme i afectado;

$\left[S_{ij}^{fz} \right]$ = vector de sensibilidad del flujo en la línea ij (fij) afectada por la restricción de transmisión.

$P_{cf\,(i)}^{requerida}$ = Energía requerida por la parte compradora del *Contrato Firme*

$\sum T_{cfi}^{requerida}$ = Capacidad de transmisión total requerida por todos los *contratos firmes* afectados

- Una vez efectuado el proceso de asignación, se ejecutará nuevamente el *predespacho* regional, en el cual los retiros asociados a cantidades requeridas de *Contratos Firmes* se atienden, como mínimo, a las cantidades definidas en este procedimiento de asignación.

Después de aplicar el procedimiento anterior, el *EOR* realizará un informe en el cual deberá evaluar: (1) si el evento, que ocasionó la reducción de la energía requerida de los *Contratos Firmes*, ya estaba considerado en la *Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS)* según define en el Libro II del *RMER* (2) si la respuesta fuera positiva, detallar los cambios a efectuar a la *PFS* y la causa por la cual a pesar de estar considerado el evento, fue necesario efectuar la reducción de los *Contratos Firmes*; (3) si el evento no estaba considerado en la *PFS*, determinar la conveniencia o necesidad de incluirlo en las próximas *subastas*. El informe deberá presentarlo a la *CRIE* a no más de 30 días de producido el evento, pudiendo requerir la colaboración de los *OS/OM* y los *agentes* transmisores.

A3.4.5 Ofertas de Pago máximo por Cargos Variables de Transmisión

Las ofertas de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión, que representan la disponibilidad máxima a pagar por la diferencia de *precios nodales* entre el nodo de retiro y el de inyección, estarán asociados a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*.

La variable $P_{st(i,s)}$ será modelada en la ecuación de balance nodal como una inyección (-) y como un retiro (+) de acuerdo con la oferta realizada. Para toda transacción de servicios de transmisión que se active en el *predespacho* regional, el valor de la energía inyectada será igual al valor de la energía retirada en los respectivos nodos del contrato.

Los *Contratos No Firmes* Físicos Flexibles, podrán efectuar simultáneamente ofertas de pago máximo por CVT y de flexibilidad en los nodos de inyección y retiro. Para esta condición se deben agregar las siguientes restricciones:

$$R_ST_IMax_{ne(iny)} : \sum_{s} P_{ret(i,s)} \leq \sum_{s} P_{st(i,s)}$$

$$R_ST_RMax_{ne(ret)} : \sum_{s} P_{iny(i,s)} \leq \sum_{s} P_{st(i,s)}$$

Donde:

$P_{ret(i,s)}$	Variable en MWh de la oferta de flexibilidad de retiro *i (modelada en el nodo de inyección del contrato)*, segmento *s* asociada al servicio de CVT *i*
$P_{iny(i,s)}$	Variable en MWh de la oferta de flexibilidad de inyección *i (modelada en el nodo de retiro del contrato)*, segmento *s* asociada al servicio de CVT *i*
$P_{st(i,s)}$	Variable en MWh que representa el valor en MWh en que fue casada la oferta de servicios de transmisión segmento *s* asociada al servicio de CVT *i*

A3.4.6 Modelo de Red de Transmisión

Modelo DC

Ecuación de balance de potencia activa (igualdad):

$$Bal_P_{ne} : \sum_{i\Omega ne}\sum_{s} P_{ret(i,s)} + \sum_{rt\Omega ne} i_{rt} * RTRMW_{rt} - \sum_{i\Omega ne}\sum_{s} P_{iny(i,s)} + \sum_{i\Omega ne}\sum_{s} i_i * P_{st(i,s)} +$$

$$\sum_{i\Omega ne}\left(p_{firme_req(i)} - p_{firme_cortada(i)}\right) - \sum_{i\Omega ne} G_i - k\sum_{i\Omega ne} P^0_{iny(i)} +$$

$$k\sum_{i\Omega ne} P^0_{ret(i)} = -demanda_{ne}$$

Siendo:

$$-rtmw_max_{rt} \leq RTRMW_{rt} \leq rtmw_max_{rt}$$

Donde:

$RTRMW_{rt}$	Variable del flujo de potencia activa a través del circuito *rt* de *la red de transmisión regional*
i_{rt}	Vector de incidencia del flujo de potencia activa a través del circuito *rt* de la *red de transmisión regional*. El valor será negativo *(-1)* para las líneas donde su nodo inicial sea igual al nodo *ne*, positivo *(+1)* para las líneas cuyo nodo final sea igual al nodo *ne*
i_i	Vector de incidencia del servicio de transmisión. Será positivo *(+1)* cuando corresponda al nodo de retiro y negativo *(-1)* para el nodo de inyección declarado en el contrato.
$rtmw_max_{rt}$	Valor máximo de transferencia de potencia activa a través del circuito *rt*
K	Constante de servicios de transmisión: Si hay servicios de transmisión k=0 y si no hay servicios de transmisión k=1

Ecuación de flujo de potencia activa:

$$CTORTMW_{rt} : x_{rt} * RTRMW_{rt} + \sum_{ne \Omega rt} i_{ne} * \delta_{ne,j} = 0$$

Donde:

$\delta_{ne,j}$	Variable de diferencia angular entre los nodos *ne* y *j*
i_{ne}	Vector de incidencia del nodo eléctrico *ne* asociados al circuito *rt* de la *RTR*. Tomará valor negativo *(-1)* si el nodo *ne* es igual al nodo inicial del circuito *rt*, positivo *(+1)* si el nodo *ne* es igual al nodo final del circuito *rt*.
x_{rt}	Valor de la reactancia (p.u) correspondiente al circuito *rt*

Esta alternativa deberá incluir un modelo de pérdidas de potencia activa (el cual podrá ser modelado mediante una aproximación segmentariamente lineal). En lo posible, el modelo de *predespacho* regional deberá incluir restricciones de un modelo equivalente de potencia reactiva (Mvar).

El modelo del *predespacho* debe obtener una solución que considere las restricciones asociadas al cumplimiento de los CCSD.

A3.5 Modelo del Posdespacho

A3.5.1 Función Objetivo

El modelo matemático del *posdespacho* determinará los precios marginales nodales *ex–post* del *MER*. Los precios marginales nodales serán calculados a partir de un modelo de *posdespacho* que optimizará las inyecciones fijando los predespachos nacionales y los retiros netos reales del MER en los nodos de la RTR. El *posdespacho* es formulado como

un problema de optimización desacoplado temporalmente, que fija los predespachos nacionales, fija los retiros netos reales del MER y optimiza las inyecciones del MER.

La fijación de los predespachos nacionales implica modelar como constantes la generación y la demanda nacional predespachada en las ecuaciones de balance nodal.

La función objetivo por *período de mercado* en el *posdespacho* será la siguiente:

$$FO: Maximizar\left[-\sum_{i}\sum_{s} fi_{i,s} P_{iny(i,s)} + \sum_{l} FO_{l} \right]$$

Donde:

$P_{iny(i,s)}$	Variable en MWh de la transacción de inyección *i*, segmento *s*
FO_l	Componentes adicionales de la función objetivo
$fi_{i,s}$	Valor de la curva de precios de oferta de inyección *i*, segmento *s*, en US$/MWh considerada en el *predespacho*

A3.5.2 Inyecciones y Retiros

En el *posdespacho* se liberan las inyecciones del *MER* y se fijan los retiros netos reales del *MER* en los nodos de la *RTR* de la siguiente forma:

A3.5.2.1 Límite de Transacciones de Inyección

Las inyecciones del *MER* en el *posdespacho* estarán limitadas únicamente por las cantidades ofertadas en el *predespacho*.

A3.5.2.2 Transacciones de Retiro

Fija todos los retiros netos reales del *MER*. Se modelarán como cargas constantes en la restricción de balance nodal del *posdespacho*.

Las inyecciones y retiros netos al *MER* se calculan de acuerdo a la fórmula:

$$Transaccion_Neta_MER = (I_r - R_r) - (I_p^N - R_p^N)$$

donde:

I_r es la inyección real registrada en el *SIMECR*

R_r es el retiro real registrado en el *SIMECR*

I_p^N es la inyección predespachada en el Mercado Eléctrico Nacional

R_p^N es el retiro predespachado en el Mercado Eléctrico Nacional

Retiro Neto del MER, se calculan de acuerdo a la fórmula:

$$P^{m}_{ret_neto(i)} = -\{(I_r - R_r) - (I^n_p - R^n_p)\}, \forall P_{ret(i)} > 0$$

A3.5.3 Predespacho Nacional

El Predespacho nacional será modelado como fijo y, por lo tanto, deberá aparecer en la restricción de balance nodal del *posdespacho* como una constante.

A3.5.4 Contratos

En el *posdespacho* se fijarán las componentes físicas de retiros de los contratos. El valor de la componente física de retiro de los contratos está incluida en los retiros netos reales del *MER* que se modelan en la restricción de balance nodal del *posdespacho*.

La componente de inyección física de cada *Contrato No Firme Físico Flexible* será fijada en el *posdespacho*. Dicha componente será calculada como:

$$p^{real}_{iny_fisica(i)} = p^{real}_{iny(i)} - g^{programado}_{nal(i)}$$

Donde:

$p^{real}_{iny_fisica(i)}$	Es la componente de inyección física de un Contrato No Firme Físico Flexible
$p^{real}_{iny(i)}$	Es la inyección física en el nodo de inyección del Contrato No Firme Físico Flexible
$g^{programado}_{nal(i)}$	Es la Generación Nacional en el Predespacho Nacional

A.3.5.5 Modelo de Red de Transmisión

Modelo DC

Ecuación de balance de potencia activa (igualdad)

$$Bal_MW_{ne} : \sum_{rt\Omega ne} i_{rt} * RTRMW_{rt} - \sum_{i\Omega ne}\sum_{s} P_{iny(i,s)} - \sum_{i\Omega ne} P^{real}_{iny_fisica(i)} = -\sum_{i\Omega ne} P^{m}_{ret_neto(i)} + \sum_{i\Omega ne} G_i - demanda_{ne}$$

$$-rtmw_max_{rt} \leq RTRMW_{rt} \leq rtmw_max_{rt}$$

Donde:

$RTRMW_{rt}$	Variable del flujo de potencia activa a través del circuito *rt* de la *red de transmisión regional*
i_{rt}	Vector de incidencia del flujo de potencia activa a través del circuito *rt* de la *red de transmisión regional.* El valor será negativo *(-1)* para las líneas donde su nodo inicial sea igual al nodo *ne*, positivo *(+1)* para las líneas cuyo nodo final sea igual al nodo *ne*
$i\Omega ne$	Transacción *i* asociada al nodo eléctrico *ne*

Ecuación de potencia a través de circuito

$$CTORTMW_{rt} : x_{rt} * RTRMW_{rt} + \sum_{ne \Omega rt} i_{ne} * \delta_{ne,j} = 0$$

Donde:

$\delta_{ne,j}$	Variable de diferencia angular entre los nodos *ne* y *j*
i_{ne}	Vector de incidencia del nodo eléctrico *ne* asociados al circuito *rt* de la *RTR.* Tomará valor negativo *(-1)* si el nodo *ne* es igual al nodo inicial del circuito *rt*, positivo *(+1)* si el nodo *ne* es igual al nodo final del circuito *rt*.
x_{rt}	Valor de la reactancia (p.u) correspondiente al circuito *rt*

Esta alternativa deberá incluir un modelo de pérdidas de potencia. En lo posible, el modelo de *posdespacho* regional deberá incluir restricciones de un modelo equivalente de potencia reactiva (Mvar).

ANEXO 4
Conciliación de Transacciones

A4. Conciliación de Transacciones

En este anexo se presenta la formulación detallada que se deberá seguir para efectos de determinar las transacciones de los agentes que participan en el MER.

A4.1 Transacciones Programadas no Comprometidas en Contratos

A4.1.1 Los montos a conciliar debidos a las *transacciones programadas* no comprometidas en contratos regionales son el resultado de valorar dichas transacciones a sus precios ex ante calculados en el *predespacho* o *redespacho* respectivo para cada *período de mercado*.

A4.1.2 Las *transacciones programadas* no comprometidas en contratos son conciliadas por el *EOR* considerando los precios marginales dados por el *predespacho* o *redespacho* en cada nodo de la *RTR*, y la información de compromisos contractuales en el *Mercado de Contratos Regional*.

A4.1.3 Para cada *agente* en cada nodo de la *RTR*, se establece el siguiente balance en el *Mercado* de *Oportunidad Regional*, para cada *período de mercado*:

$$\text{Inyección}: \quad IPNCi,n = Ipi,n - ICRi,n$$

$$\text{Retiro}: \quad RPNCi,n = RCRi,n - Rpi,n$$

Donde:

IPNCi,n: Inyección Programada No comprometida en Contratos para el *agente i* en el nodo *n*. Cuando es mayor que cero, el *agente* vende en el *Mercado de Oportunidad Regional* en ese nodo. En caso contrario, realiza una compra de energía en el *MOR*.

RPNCi,n: Retiro Programado No comprometido en Contratos para el *agente i* en el nodo *n*. Cuando es mayor que cero, el *agente* vende en el *Mercado de Oportunidad Regional* en ese nodo. En caso contrario, realiza una compra de energía en el *MOR*.

Ip*i,n*: Inyección programada para el *agente i* en el nodo *n*, resultante del proceso de *predespacho* o *redespacho* respectivo, ya sea por transacciones de oportunidad o por compromisos contractuales.

RCR*i,n*: Compromisos de retiro en contratos regionales del *agente i* en el nodo *n*. Corresponde a la suma de las *energías declaradas* o reducidas consideradas en el *predespacho* o *redespacho* regional, con independencia del tipo de contrato.

Rp*i,n*: Retiro programado para el *agente i* en el nodo *n*, resultante del proceso de *predespacho* o *redespacho* respectivo, ya sea por transacciones de oportunidad o por compromisos contractuales.

ICR*i,n*: Compromisos de inyección en contratos regionales del *agente i* en el nodo *n*. Corresponde a la suma de las energías declaradas o reducidas consideradas en el *predespacho* o *redespacho* regional, con independencia del tipo de contrato.

A4.1.4 Las *IPNC* y los *RPNC* son valorados al precio marginal ex ante del nodo respectivo. Este precio es el que se obtiene del proceso del *predespacho* o del *redespacho* respectivo. Su formulación se define de la siguiente manera:

$$TPNCinyi,n = IPNCi,n * PExA$$

$$TPNCreti,n = RPNCi,n * PExA$$

Donde:

TPNCiny*i,n* es la *Transacción Programada* No comprometida en Contratos por inyección para el *agente i* en el nodo *n*. Cuando es mayor que cero, el *agente* vende en el *Mercado de Oportunidad Regional* en ese nodo y le corresponde un abono. En caso contrario, realiza una compra de energía en el *MOR* y le corresponde un cargo.

TPNCret*i,n* es la *Transacción Programada* No comprometida en Contratos por retiro, para el *agente i* en el nodo *n*. Cuando es mayor que cero, el *agente* vende en el *Mercado de Oportunidad Regional* en ese nodo y le corresponde un abono. En caso contrario, realiza una compra de energía en el *MOR* y le corresponde un cargo.

PExA es el *precio ex ante* del *predespacho* o *redespacho*, para cada nodo.

A4.1.5 Las transacciones por *IPNC* y *RPNC* resultantes del *predespacho* o de los *redespacho*s respectivos en el *MER*, son compromisos comerciales que serán asignados por el *EOR* a los *agentes* respectivos.

A4.2 Transacciones Programadas por Compromisos Contractuales

A4.2.1 La conciliación de las transacciones en el *MER* relacionadas con el cumplimiento de los compromisos contractuales se efectuará con base en las *transacciones programadas*, sin considerar las Transacciones por *Desviaciones en Tiempo Real*.

A4.2.2 La responsabilidad por el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos validados en el *MER* es de los *agentes* contratantes. El *EOR* determinará las cantidades transadas, sea la *energía declarada* o reducida, con base en las condiciones presentadas para el *predespacho* y los *redespacho*s respectivos, sujeto a lo establecido en este Reglamento.

A4.3 Cargos en el Mercado de Oportunidad Regional a los Compromisos Contractuales

A4.3.1 El *agente* que designen las partes de un contrato, sea el comprador o el vendedor, será responsable de los cargos en el *Mercado de Oportunidad Regional* asociados al cumplimiento del compromiso contractual, como se define a continuación para cada *período de mercado*:

$$CMORCi = CCi \times [PExAret - PExAiny]$$

Donde:

CMORCi: Cargo en el *Mercado de Oportunidad Regional* asociado al cumplimiento del Compromiso Contractual, asignado al *agente i*. En caso que el CMORCi sea negativo, corresponde a un abono.

CC*i*: Compromiso Contractual. Corresponde a la energía declarada o reducida del compromiso contractual *i* considerada en el *predespacho* o *redespacho* regional, independientemente del tipo de contrato.

PExAret: Precio ex ante para el nodo de retiro del contrato, resultante del *predespacho* o *redespacho* regional.

PExAiny: Precio ex ante para el nodo de inyección del contrato, resultante del *predespacho* o *redespacho* regional.

A4.4 Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real (TDTR)

[147]La Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real del MER, será realizada con base en la Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control, establecida en el Anexo 5 del Libro II del RMER.

A4.4.1 [148]Para cada período de mercado las desviaciones se calculan por área de control en el MER, como el neto de la diferencia entre el intercambio de energía registrado por el SIMECR, en el día de la operación en tiempo real en cada enlace entre áreas de control y el intercambio de energía programado en el Predespacho regional o Redespacho Regional respectivo.

A4.4.2 [149]El *EOR*, con base en las mediciones obtenidas por el *SIMECR*, determinará diariamente para cada *período de mercado*, para cada área de control y para cada *OS/OM*, actuando en representación del correspondiente mercado nacional, las *desviaciones por área de control* en que han incurrido respecto de las *transacciones programadas*.

A4.4.3 [150]Para conciliar las *desviaciones* a las Transacciones Programadas, es necesario disponer de la siguiente información:

(a) Si las *desviaciones* son normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas o graves;

(b) Los intercambios programados y reales para cada enlace entre áreas de control.

(c) Los precios ex-post del *posdespacho*.

A4.4.4 [151] A partir de las desviaciones de los intercambios programados en el MER que se registren en los enlaces entre áreas de control, el *EOR* determinará y conciliará las transacciones por desviaciones en tiempo real, por área de control y asignará dichas desviaciones al *OS/OM* respectivo, el cual, las internalizará según su regulación nacional.

El precio del área de control al cual se valorizará las *TDTR*, será el promedio ponderado de los precios ex-post de los nodos de enlace entre áreas de control. El promedio ponderado se realizará para cada período de mercado según la siguiente formula:

$$PP_Expost_A = \frac{\sum_{e=1}^{n}\left[\left(Pexpost_{ne,A}\right)\left(\left|Desvi_{e,A}\right|\right)\right]}{\sum_{e=1}^{n}\left|Desvi_{e,A}\right|}$$

Donde:

PP_Expost_A = Promedio ponderado de los precios ex post resultantes del posdespacho regional, para cada área de control "A" y para cada período de mercado.

[147] Adicionado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[148] Modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo de 2017.
[149] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[150] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[151] Modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo del 2017.

$Pexpost_{ne,A}$ = Precio ex post del nodo de enlace "ne" correspondiente al enlace "e" y perteneciente al área de control "A"

$Desvi_{e,A}$ = Desviación en MW en el enlace "e" perteneciente al área de control "A"

n = Número total de enlaces perteneciente al área de control "A"

Para cada *período de mercado* la conciliación de *TDTR* se efectúa de acuerdo al siguiente procedimiento:

A4.4.5 [152]Desviaciones normales y significativas autorizadas

A4.4.5.1 [153]Se definen las siguientes variables:

$$Desviación_A = \sum_{e=1}^{n} (IR_e - IP_e)$$

Donde:

$Desviación_A$ = Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A"

IR_e = Intercambio Real registrado en cada enlace entre áreas de control "e" pertenecientes al área de control "A"

IP_e = Intercambio Programado en cada enlace entre áreas de control "e" pertenecientes al área de control "A"

e = Enlace entre áreas de control "e" pertenecientes al área de control "A"

n = Cantidad de enlaces entre áreas de control "e" pertenecientes al área de control "A"

A4.4.5.2 En la siguiente tabla se presenta la conciliación de las transacciones por desviaciones normales y significativas autorizadas, las cuales se valorarán al promedio ponderado de los precios ex post de los nodos de enlace entre áreas de control, definido en el aparatado A4.4.4 anterior, ya sea en exceso o en defecto según el siguiente esquema:

[152] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

[153] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

Intercambio Programado	Exceso	Defecto
Exportación	$Desviación_A * PP_Expost_A$ El OS/OM recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"	$Desviación_A * PP_Expost_A$ El OS/OM paga la reducción de la exportación valorada al promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"
Importación	$Desviación_A * PP_{Expost_A}$ El OS/OM paga por la importación adicional valorada al promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"	$Desviación_A * PP_{Expost_A}$ El OS/OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"

A4.4.5.3 [154]

A4.4.6 [155]Asignación del Monto Neto de Desviaciones Normales y Significativas Autorizadas

A4.4.6.1 [156]El resultado neto de los montos asignados a los OS/OM según la tabla del apartado A4.4.5.2 anterior, que tienen su origen en las desviaciones normales y significativas autorizadas conciliadas por el EOR, es un valor neto diferente de cero, positivo o negativo, según la siguiente formula:

$$Neto_Conc_Desvi_NSA = \sum_{A=1}^{m} Conc_Desvi_NSA_A$$

Dónde:

$Neto_Conc_Desvi_NSA$ = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales y significativas autorizadas.

$Conc_Desvi_NSA_A$ = Conciliación de la desviación por área de control "A" con desviación normal y significativas autorizadas.

[154] Se eliminó mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[155] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[156] Modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo de 2017.

m = Número total de áreas de control

El resultado neto de las conciliaciones asociadas a desviaciones normales y significativas autorizadas, se asignará proporcionalmente a todos los OS/OM con este tipo de desviaciones, en el respectivo período de mercado, cuando en todas las áreas de control existan únicamente desviaciones normales y significativas autorizadas, de acuerdo a la siguiente regla:

$$Asignacion_NSA_A = \frac{|Desviación_A|}{\sum_{A=1}^{m}|Desviación_A|} * (Neto_Conc_Desvi_NSA)$$

Dónde:

$Asignacion_NSA_A$= Monto asignado a cada OS/OM del área de control "A" que incurrió en una desviación normal o significativa autorizada.

$Neto_Conc_Desvi_NSA$ = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales y significativas autorizadas.

$Desviación_A$ = Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A"

m = Número total de áreas de control

A4.4.6.2 [157]

A4.4.6.3 [158]

A4.4.7 [159]**Desviaciones graves y Significativas No autorizadas**

A4.4.7.1 [160]Las desviaciones graves y significativas no autorizadas se concilian para cada área de control y se asignan a los OS/OMS. La conciliación de dichas desviaciones dependerá del área de control en el que se originó la falla o es no autorizada, de acuerdo al siguiente procedimiento.

A4.4.7.2 [161] La conciliación de desviaciones graves para el área de control en la que se originó la falla y conciliación de desviaciones significativas no autorizadas, se realizarán bajo el siguiente esquema:

[157] Se eliminó mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[158] Se eliminó mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[159] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[160] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[161] Modificado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

Intercambio Programado	Exceso	Defecto
Exportación	$Desviación_A$*0 El OS/OM no recibirá compensación por el exceso de la exportación.	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM paga la reducción de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"
Importación	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM paga por la importación adicional valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"	$Desviación_A$*0 El OS/OM no recibirá devolución por la reducción de la importación.

A4.4.7.3 [162]La conciliación de las desviaciones graves para los demás áreas de control no responsables afectadas por la falla, se realizará bajo el siguiente esquema:

Intercambio Programado	Exceso	Defecto
Exportación	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM recibirá compensación por el exceso de la exportación valorada al doble del promedio ponderado del precios ex post del área de control "A"	$Desviación_A$*0 El OS/OM no paga la reducción de la exportación
Importación	$Desviación_A$*0 El OS/OM no paga por la importación adicional.	$Desviación_A * 2 * PP_{Expost_A}$ El OS/OM recibirá devolución por la reducción de la importación valorada al doble del promedio ponderado del

[162] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

		precios ex post del área de control "A"

[163]Las desviaciones de las áreas de control que no fueron afectadas por la falla, serán conciliadas según la clasificación de desviaciones de su estado operativo, ya sea normal, significativa autorizada o significativa no autorizada.

A4.4.7.4 [164]Cuando existan desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves, en un mismo *periodo de mercado*, el resultado neto de las conciliaciones es un valor neto diferente de cero, positivo o negativo, según la siguiente formula:

$$Neto_Conc_Desvi_NSAyGSNA = \sum_{Ansa=1}^{nsa} Conc_Desvi_NSA_{Ansa} + \sum_{Agsna=1}^{gsna} Conc_Desvi_GSNA_{Agsna}$$

Dónde:

$Neto_Conc_Desvi_NSA\ y\ GSNA$ = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves.

$Conc_Desvi_NSA_{Ansa}$ = Conciliación de la desviación neta por área de control "Ansa" con desviaciones normales y significativas autorizadas.

$Conc_Desvi_GSNA_{Agsna}$ = Conciliación de la desviación neta por área de control "Agsna" con desviaciones graves y significativas no autorizadas.

nsa= Número total de áreas de control con desviaciones normales y significativas autorizadas.

gsna= Número total de áreas de control con desviaciones graves y significativas no autorizadas.

A4.4.7.5 [165]Cuando el resultado neto de las conciliaciones de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves, sea un déficit en la conciliación del EOR, el mismo se asignará a los *OS/OM* del área de control en la que se originó la falla o resultó no autorizado. La asignación del déficit para las áreas de control con desviaciones graves no responsables, que fueron afectadas por la falla y para las áreas de control con desviaciones normales y autorizadas, será cero, de acuerdo a la siguiente regla:

[163] Modificado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[164] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, posteriormente modificado mediante Resolución CRIE-17-2017, del 5 de mayo de 2017 y modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[165] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

$$Asignacion_GSNA_A = \frac{|Desviación_A|}{\sum_{A=1}^{Q}|Desviación_A|} * (Neto_Conc_Desvi_NSAyGSNA)$$

Dónde:

$Asignacion_GSNA_A$= Monto asignado a los OS/OM del área de control "A" en que se originó la falla o resultaron no autorizados.

$Neto_Conc_Desvi_NSAyGSNA$ = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves.

$Desviación_A$ = Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A" de los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.

Q = Número de áreas de control con desviaciones graves responsables de la falla o resultaron no autorizados.

A4.4.7.6 [166]Cuando el resultado neto de las conciliaciones de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves, sea un superávit en la conciliación del EOR, la asignación del superávit para los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultó no autorizado será cero y el monto del superávit se distribuirá a todos los OS/OM de las áreas de control con desviaciones graves no responsables, que fueron afectadas por la falla y a los OS/OM con desviaciones normales y autorizadas, en el respectivo período de mercado, de acuerdo a la siguiente regla:

$$Asignacion_NSAyGNRF_A = \frac{|Desviación_A|}{\sum_{A=1}^{k}|Desviación_A|} * (Neto_Conc_Desvi_NSAyGSNA)$$

Dónde:

$Asignacion_NSAyGNRF_A$= Monto asignado a cada OS/OM del área de control "A" excepto a los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.

$Neto_Conc_Desvi_NSAyGSNA$ = Monto neto resultante de la conciliación de las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y graves

[166] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

$Desviación_A$ = Desviación en MWh en que incurrió cada Área de control "A" excepto los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.

k = Número de áreas de control con desviaciones normales, significativas autorizadas y graves excepto los OS/OM del área de control en que se originó la falla o resultaron no autorizados.

A4.4.7.7 [167]Cuando una falla no pueda ser atribuida a un *área de control* en particular y la misma origine *desviaciones* graves, la conciliación de dichas *desviaciones* se efectuará considerándolas como significativas autorizadas.

A4.4.8 [168]Ausencia de Precio para la Conciliación de Desviaciones

Si para el cálculo del promedio de los precios ex post en un área de control, no se dispone del precio ex post de algún nodo de enlace, dicho precio será sustituido por el precio ex ante del nodo de enlace respectivo, si este último es igual o mayor que cero. En caso de ausencia de precio ex-ante o éste sea menor que cero, se utilizará el precio nodal calculado con los costos o precios marginales del Posdespacho de las unidades generadoras del sistema eléctrico nacional, los cuales serán proporcionados por el OS/OM respectivo.

A4.4.9 [169]Precios expost mayores al umbral permitido

Si en el proceso del Posdespacho Regional, se verifica que el precio expost en un nodo de enlace es mayor que el umbral establecido a través del promedio de los precios expost de los 90 días anteriores en el mismo nodo más 150% y el precio expost supera al precio nodal ex ante en 150% para el mismo periodo de mercado del día de operación correspondiente, se procederá a tomar el precio ex ante de dicho nodo más 150%, para efectos del cálculo del promedio ponderado de los precios expost.

A4.5 Servicios Auxiliares Regionales

Los Servicios Auxiliares en el *MER* se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de conciliación, facturación y liquidación por parte del *EOR*.

A4.6 Cargos por Transmisión

Los cargos por servicios de transmisión se conciliarán conforme a lo establecido en el Libro III del *RMER*.

A4.7 Cargos Adicionales

A4.7.1 Cargo por Servicio de Regulación del *MER*

[167] Adicionado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[168] Modificado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[169] Adicionado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

Los cargos por los Servicios prestados por la *CRIE* de Regulación del *MER*, serán asignados a los *agentes* teniendo en cuenta lo definido en los *Protocolos* y la *Regulación Regional*.

A.4.7.2 Cargo por Servicios de Operación del Sistema

Los cargos por los Servicios prestados por el *EOR* de Operación del Sistema serán asignados a los *agentes* teniendo en cuenta lo definido en los *Protocolos* y la *Regulación Regional*.

[170]ANEXO 5
CLASIFICACIÓN DE DESVIACIONES DE ENERGÍA

[170] Adicionado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

A5. Clasificación de Desviaciones de energía

A5.1 Bases para la clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados:

A5.1.1 El EOR, clasificará las desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para cada área de control y para cada periodo de mercado, con base a los siguientes criterios:

a) Estados operativos del Sistema Eléctrico Regional (SER), normal, de alerta y de emergencia, definidos en el numeral 5.17.8, Libro II, del RMER.

b) Valor de los indicadores: CPS1 horario, CPS2 horario y desempeño ante disturbios DCS.

c) Margen de desviación permitido será de: i) Dos (2) MWh cuando la transacción programada sea menor o igual a (40) MWh, ii) Cinco por ciento (5%) de la transacción programada cuando ésta sea mayor a 40 MWh y menor o igual a 125 MWh, y iii) Seis punto veinticinco (6.25) MWh constantes para transacciones programadas mayores a 125 MWh, para cada periodo de mercado y para cada área de control.

De la aplicación de los criterios anteriores se obtendrá la clasificación de las desviaciones a los intercambios de energía programados Normales, Significativas Autorizadas, Significativas No Autorizadas y Graves, establecidas en el numeral 5.17.2.4 del Libro II del RMER.

A5.2 [171]Determinación y evaluación del indicador CPS1 horario

A5.2.1 El valor del indicador CPS1 horario será calculado por el EOR para cada área de control y para cada periodo de mercado, utilizando los datos de medición del ACE crudo y la frecuencia, remitidos por cada área de control.

A5.2.2 Los OS/OM diariamente, antes de las trece (13:00) horas posteriores al día de la operación en tiempo real, reportarán al EOR, los valores registrados en el SCADA de la respectiva área de control, conteniendo los siguientes parámetros:

a) Los datos de medición del ACE crudo, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos, y

b) Los datos de medición de la frecuencia, correspondiente a un (1) dato cada cuatro (4) segundos.

Los valores registrados en el SCADA serán remitidos por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

[171] El indicador CPS1 horario, es determinado con base en el estándar BAL-001-0.1a "Desempeño del Control del Balance de la Potencia Real" de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 13 de mayo de 2009.

A5.2.3 Los datos de los registros SCADA, corresponderán a todos los periodos de mercado del día de la operación en tiempo real. El OS/OM será el único responsable de la calidad y validez de los datos remitidos.

A5.2.4 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, será igual o menor a 36 datos, y para los datos de medición de la frecuencia, el margen de datos permitido no válidos dentro de un periodo de mercado será igual o menor a 54 datos. El cálculo del valor del indicador CPS1 horario, se realizará sin considerar los datos de medición no válidos tanto de ACE crudo como de frecuencia.

A5.2.5 Si en un periodo de mercado, la cantidad de datos de medición no validos de ACE crudo o de frecuencia, remitidos por un OS/OM para su área de control, son mayores que el margen permitido en A5.2.4, el valor del indicador CPS1 horario a asignar a ese periodo de mercado, será el promedio ponderado por número de muestras, que resulte de sumar el valor CPS1 calculado con muestras válidas de ese periodo más el menor de los valores del indicador CPS1 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control, ponderado con el número de muestras que sean inválidas.

A5.2.6 En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo y/o frecuencia, se asignará para cada periodo de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS1 horario correspondiente a cada periodo de mercado, disponible de los tres días previos de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS1 horario, del último día que se tengan datos de medición disponibles.

A5.2.7 El EOR, evaluará el cumplimiento del valor del indicador CPS1 horario, en todos los periodos de mercado para cada área de control, únicamente para los estados operativos del SER Normal o Alerta definidos en la regulación regional.

A5.2.8 El valor de cumplimiento del indicador CPS1 horario es mayor o igual a 100, cualquier valor del indicador CPS1 horario menor a 100 es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.

A5.2.9 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS1 horario, es la siguiente:

Valor del indicador CPS1 horario =100*(2-Promedio del periodo de mercado (CF1))

Donde:

$$CF1 = \frac{CP1}{E1^2}$$

E1: Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.

$$E1 = \sqrt{\frac{\Delta f1_1{}^2 + \Delta f1_2{}^2 + \cdots + \Delta f1_n{}^2}{n}}$$

$$CP1 = \Delta f1 * \frac{ACE1}{-10\beta i}$$

ACE1: Valor promedio del ACE crudo en un minuto
Δf1: Promedio de las desviaciones de frecuencia en un minuto.
n: Cantidad de minutos en el año.

βi: Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.
RMS: Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.2.10 Los OS/OM cada año, o antes de dicho periodo a solicitud del EOR o de un OS/OM, actualizarán el valor del Bias de su respectiva área de control, en coordinación con el EOR. El nuevo valor será utilizado para el cálculo del valor del indicador CPS1 horario, a partir de la fecha de su actualización.

A5.2.11 En caso que un OS/OM requiera actualizar el valor del Bias de su respectiva área de control, en un periodo menor a 1 año, deberá informar y coordinar oportunamente con el EOR sobre tal actualización, para lo cual deberá presentar al EOR la respectiva memoria de cálculo y los resultados correspondientes para su evaluación y aprobación.

A5.2.12 El EOR actualizará cada año la constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 1 minuto del error de la frecuencia (Hz) (E1) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. El valor actualizado será utilizado a partir del 1 de febrero de cada año.

A5.3 [172]Determinación y evaluación del indicador CPS2 horario

A5.3.1 El valor del indicador CPS2 horario será calculado por el EOR para cada área de control y para cada periodo de mercado utilizando los datos de medición del ACE crudo remitidos por cada área de control.

A5.3.2 El margen de datos permitido de medición no válidos de ACE crudo dentro de un periodo de mercado, será igual o menor a 36 datos. El cálculo del valor del indicador CPS2 horario, se realizará sin considerar los datos de medición no válidos de ACE crudo.

A5.3.3[173] Si en un periodo de mercado, la cantidad de datos de medición no válidos de ACE crudo, remitidos por un OS/OM para su área de control, son mayores que el margen permitido en A5.3.2, el valor del indicador CPS2 a asignar a ese periodo de mercado, será el promedio ponderado por número de muestras, que resulte de sumar el valor CPS2

[172] El indicador CPS2 horario, es determinado con base en el estándar BAL-001-0.1a "Desempeño del Control del Balance de la Potencia Real" de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 13 de mayo de 2009.
[173] Modificado mediante Resolución CRIE-15-2019, del 21 de febrero del 2019.

calculado con muestras válidas de ese periodo más el menor de los valores del indicador CPS2 horario, calculado para ese día de la operación en tiempo real y para dicha área de control, ponderado con el número de muestras que sean inválidas.

A5.3.4 En caso que un OS/OM no remita al EOR en el plazo establecido, los datos de medición del ACE crudo, se asignará para cada periodo de mercado de ese día, el menor de los valores del indicador CPS2 horario correspondiente a cada periodo de mercado, disponible de la tres días previos de la operación en tiempo real de dicha área de control. En caso que el OS/OM no remita datos de medición para dos o más días consecutivos, se asignará para todas las horas de esos días, el menor de los valores del indicador CPS2 horario, del último día que se tengan datos de medición disponibles.

A5.3.5 El EOR evaluará el cumplimiento del valor del indicador CPS2 horario, en todos los periodos de mercado para cada área de control, únicamente para los estados operativos del SER Normal o Alerta definidos en la regulación regional.

A5.3.6 El valor de cumplimiento del indicador CPS2 horario es mayor o igual a 83, cualquier valor del indicador CPS2 horario menor a 83, es un incumplimiento y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control para el área de control en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.

A5.3.7 La aplicación para cada periodo de mercado de la fórmula matemática de cálculo del indicador CPS2 horario, es la siguiente:

Valor del Indicador CPS2 horario = 100*(1-(Periodos incumplidos/Periodos totales))
Donde:
Periodos incumplidos: El total de periodos de 10 minutos, registrados en un periodo de mercado, donde el valor promedio de los registros de ACE es mayor a L10.

L10 = 1.65*E10* $\sqrt{(-10\beta i)(-10\beta e)}$

βi:	Bias de frecuencia del Área de Control (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del área de control.
βe:	Bias de frecuencia del sistema interconectado (MW/dHz), determinado por pruebas de respuesta de frecuencia del Sistema Interconectado.
E10:	Constante correspondiente al valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz), calculado para el periodo anual respectivo.

$$E10 = \sqrt{\frac{\Delta f10_1{}^2 + \Delta f10_2{}^2 + \cdots + \Delta f10_n{}^2}{n}}$$

Δf10:	Promedio de las desviaciones de frecuencia en periodos de 10 minutos.
n:	Cantidad de periodos de 10 minutos en el año.
Periodos totales:	Total de periodos de 10 minutos en un periodo de mercado.
RMS:	Valor eficaz o valor medio cuadrático.

A5.3.8 El EOR actualizará cada año el valor RMS de los promedios de 10 minutos del error de la frecuencia (Hz) (E10) en coordinación con los OS/OM, con base a los registros históricos, comprendidos entre el 1 de enero al 31 de diciembre del año anterior a la fecha de su actualización. El valor actualizado será utilizado a partir del 1 de febrero de cada año.

A5.4 [174]Determinación y evaluación del indicador DCS

A5.4.1 La evaluación del valor del indicador del desempeño ante Disturbios DCS será realizada por el EOR utilizando los datos de medición del ACE crudo para el área de control en el periodo de mercado en el cual se registre un Disturbio Reportable.

A5.4.2 El OS/OM será el responsable de determinar la contingencia simple correspondiente al próximo semestre que ocasionaría la pérdida de generación más severa en su área de control, considerando toda la red eléctrica en servicio, y la reportará al EOR con su debida justificación en los primeros 5 días hábiles de junio (corresponde a julio – diciembre) y de diciembre (corresponde a enero – junio) de cada año. Así también el OS/OM deberá reportar dicha contingencia simple, siempre que en su área de control se produzca un cambio topológico permanente en su red eléctrica o entre en servicio nueva generación.

A5.4.3 El valor de la pérdida de generación originada por una contingencia simple, será el valor de referencia que utilizará el EOR para determinar si ocurrió un Disturbio Reportable. El EOR utilizará los registros de ACE crudo remitidos por cada área de control para verificar la ocurrencia de un Disturbio Reportable.

A5.4.4 Debido a que las fallas de generadores son mucho más comunes que las pérdidas significativas de carga, y debido a que la activación de la reserva ante contingencias no se aplica típicamente a la pérdida de carga, la evaluación del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS está limitada a la pérdida de generación y no aplicará para una pérdida de carga.

A5.4.5 El cumplimiento del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será evaluado en los periodos de mercado donde el área de control, de acuerdo a sus datos de medición de ACE crudo, presente un Disturbio Reportable y únicamente en los estados operativos Normal o Alerta definidos en la regulación regional.

A5.4.6 Cuando se determine un Disturbio Reportable, en un periodo de mercado para un área de control, el EOR evaluará el cumplimiento del valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS con base a los siguientes parámetros:

A5.4.6.1 El valor de ACE crudo del área de control debe retornar a cero, si su valor antes del disturbio era mayor o igual a cero. Si el valor de ACE crudo del área de control antes del disturbio era menor que cero, el ACE crudo debe retornar como mínimo a este valor.

[174] El indicador de desempeño ante Disturbios DCS, es determinado con base en el estándar BAL-002-1 "Desempeño del Control de Disturbios" efectivo a partir del 13 de mayo de 2009, de la Corporación de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC por sus siglas en inglés) que puso en vigencia el 1 de abril de 2005.

A5.4.6.2 El retorno del valor del ACE crudo, a las condiciones establecidas en el numeral A5.4.6.1 anterior, debe estar dentro del Periodo de Recuperación de 15 minutos establecido en la regulación regional.

A5.4.7 El valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS, será igual al tiempo en minutos en que el valor del ACE retorne a sus condiciones previas al evento de acuerdo con lo establecido en el numeral A5.4.6.1 anterior. Si el valor del indicador de desempeño ante Disturbios DCS es mayor al Periodo de Recuperación establecido en el numeral A5.4.6.2 anterior, el área de control incumple con el criterio de desempeño ante Disturbios DCS y la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control en el periodo de mercado donde ocurre el evento, será clasificada como Significativa No Autorizada, de acuerdo al numeral A5.5.3 y A5.5.7.

A5.5 Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control:

A5.5.1 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Normal, si en el área de control:

A5.5.1.1 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es menor al margen de desviación permitido o

A5.5.1.2 La magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumplen todos criterios siguientes:

a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
c) No ocurrió un Disturbio Reportable.

A5.5.2 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumplen todos los criterios siguientes:

a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.

A5.5.3 En el estado operativo Normal, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control, la magnitud de la desviación de energía en tiempo real es mayor al margen de desviación permitido y se cumple al menos uno de los criterios siguientes:

a) El valor del indicador CPS1 horario es menor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es menor a 83.
c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.

Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.

A5.5.4 En el estado operativo Alerta, el margen de desviación permitido no será tomado en cuenta para la clasificación de la desviación de energía.

A5.5.5 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Normal, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:

a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
c) No ocurrió un Disturbio Reportable.

A5.5.6 En el estado operativo Alerta, la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa Autorizada, si en el área de control se cumplen todos los siguientes criterios:

a) El valor del indicador CPS1 horario es igual o mayor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es igual o mayor a 83.
c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es igual o menor a 15 minutos.

A5.5.7 En el estado operativo Alerta la desviación en ese periodo de mercado, será clasificada como Significativa No Autorizada, si en el área de control se cumple al menos uno de los criterios siguientes:

a) El valor del indicador CPS1 horario es menor a 100.
b) El valor del indicador CPS2 horario es menor a 83.
c) Ocurrió un Disturbio Reportable y el valor del indicador DCS es mayor a 15 minutos.

Adicionalmente, no deberá existir instrucción del EOR para que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada.

A5.5.8 En el estado operativo Normal o Alerta, se clasificarán como Significativas Autorizadas, aquellas desviaciones originadas cuando, con el objeto de preservar la calidad, seguridad y desempeño y economía regionales, el EOR solicite a un OS/OM que un intercambio de energía entre dos áreas de control se aparte transitoriamente de la condición programada. En este caso no se aplicará la evaluación del margen de desviación permitido ni el cumplimiento de los criterios de desempeño de regulación de frecuencia y de los intercambios de energía entre áreas de control.

A5.5.9 En el estado operativo de Emergencia del SER, la desviación a los intercambios de energía programados entre áreas de control, para las áreas de control que se encuentren en dicha condición y para ese periodo de mercado, será clasificada como Grave. El EOR indicará el área de control responsable que originó el estado operativo de emergencia y las áreas de control afectadas. Las desviaciones a los intercambios de energía programados, de las áreas de control que no fueron afectadas por el estado de emergencia serán clasificadas según lo estipulado en la presente normativa, en normales, significativas autorizadas o significativas no autorizadas.

A5.5.10 En caso que el estado operativo de emergencia persista para un área de control que no originó dicho estado de emergencia, en periodos de mercado posteriores al del inicio de la emergencia, la desviación del área de control no responsable del estado de emergencia se clasificará y conciliará como Significativa Autorizada.

A5.5.11 En caso que el EOR declare estado de emergencia, éste comprenderá todos los periodos de mercado dentro de esa condición.

A5.5.12 Adicionalmente a lo establecido en el literal c), numeral 5.17.8.1, del Libro II, del RMER, para que el EOR determine el estado operativo de emergencia, se considerará la ocurrencia de un colapso total o parcial en una o más áreas de control, y/o la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional que considera el Esquema de Desconexión Automática de líneas de transmisión de las interconexiones por baja frecuencia entre áreas de control del SER.

A5.5.13 Además, cuando una falla no pueda ser atribuida a un área de control en particular y la misma origine desviaciones Graves, la clasificación de dichas desviaciones se efectuará considerándolas como Significativas Autorizadas.

A5.5.14 La Clasificación de desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control para cada área de control y periodo de mercado, será elaborada y publicada por el EOR para información de los OS/OM, a más tardar el vigésimo noveno día (29°) posterior al día de operación en Tiempo Real, por los medios y en los formatos definidos por el EOR.

[175]El EOR proporcionará a los OS/OM, como parte de los informes diarios de operación, los resultados de los indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS. Los OS/OM podrán emitir comentarios y solicitar las correcciones que considere convenientes al EOR dentro de los (3) tres días hábiles siguientes.

[175] Adicionado mediante Resolución CRIE-15-2019, del 21 de febrero del 2019.

Libro III
De la Transmisión

1. Libro III – De la Transmisión

1.1 Objeto del Libro III

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 tarifario, 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.

1.1.2 Los objetivos específicos del presente Libro son:

a) Establecer los derechos y obligaciones del EOR, de los OS/OM y de los *Agentes* del MER, definiendo los límites de responsabilidades entre ellos;

b) Establecer el método para definir las instalaciones de transmisión que formarán parte de la Red de Transmisión Regional;

c) Establecer los requerimientos mínimos a cumplir por un *Agente* para conectar nuevo equipamiento a la RTR, así como los criterios para garantizar el libre acceso a la misma;

d) Establecer los criterios técnicos y económicos para los estudios de planificación de la expansión de la RTR, el plan de inversiones resultante y el programa de incorporación de nuevas instalaciones de Transmisión;

e) Establecer el método para calcular los Ingresos Autorizados Regionales de los *Agentes Transmisores* como reconocimiento de sus inversiones y sus gastos de operación y mantenimiento, y el método para calcular los cargos por uso de la Red de Transmisión Regional que pagarán los *Agentes*, excepto Transmisores;

f) Establecer las reglas para el manejo de la congestión de la RTR (restricciones de transmisión), a través de un sistema de precios nodales con Derechos de Transmisión firmes (físicos) y financieros;

g) Definir los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño;

h) Establecer los criterios asociados a la operación y diseño de la RTR de forma tal que se garantice el cumplimiento de los CCSD; y

i) Establecer los criterios y alcance del Régimen de Calidad del Servicio de la RTR, que deberán cumplir los *Agentes* del MER.

2. La Red de Transmisión Regional

2.1 Instalaciones que conforman la RTR

2.1.1 El EOR será el responsable de la identificación y actualización de la definición de la RTR, por medio del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR). Con tal

propósito realizará anualmente las tareas conducentes a identificar los componentes actuales y futuros de la RTR.

2.1.2 [176]La RTR incluirá como mínimo las líneas de transmisión que vinculan a los Países Miembros, las ampliaciones planificadas incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC y las instalaciones propias de cada país que resulten esenciales para cumplir con los objetivos que se establecen en el siguiente numeral.

2.1.3 La definición de la RTR es utilizada para:

a) Especificar los nodos desde los que se pueden presentar ofertas para transacciones de oportunidad en el MER o entre aquellos en los cuales se pueden declarar contratos regionales;

b) Identificar los nodos entre los cuales se pueden asignar DT y verificar la calidad de servicio;

c) Definir el conjunto mínimo de instalaciones observables en las cuales el EOR puede ejercer acciones de control por medio de los OS/OM;

d) Establecer y calcular los CURTR y los CVT.

2.2 Método de Identificación de las Instalaciones de la RTR

2.2.1 El método de identificación de la RTR contempla cinco (5) pasos, que serán realizados por el EOR, en coordinación con los OS/OM, tal como se describe en el Anexo A:

a) [177]Definición de la RTR básica a partir de las interconexiones regionales y de las Ampliaciones Planificadas, incluyéndose la línea SIEPAC cuando ésta entre en servicio;

b) Identificación de los nodos de control, en los que cada OS/OM informará las transacciones al MER y a través de los cuales se establecerá la interfaz entre el MER y los Mercados Eléctricos Nacionales;

c) La unión topológica de los elementos identificados en (a) y (b) por medio de líneas u otros elementos de transmisión;

d) Identificación de otras líneas que, por los criterios de utilización determinados en el Anexo A, deban también incluirse en la RTR;

e) El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrá añadir elementos a los ya identificados en los pasos "a-d" cuando estos se muestren necesarios para cumplir con los CCSD.

2.2.2 La identificación de la RTR se realizará en noviembre de cada año y para ello se analizará un horizonte que abarca los cinco (5) años siguientes. Para cada uno de los cinco (5) años del horizonte se realizaran los análisis de los cinco (5) pasos del Método de Identificación de la RTR.

2.2.3 Para cada año del período de análisis, un elemento será agregado a la RTR cuando cumpla con los criterios de los cinco (5) pasos del Método de Identificación de la RTR, y será retirado de la RTR cuando no cumpla con los criterios.

[176] Modificado por la Resolución CRIE-34-2017, del 27 de julio de 2017.
[177] Modificado por la Resolución CRIE-34-2017, del 27 de julio de 2017.

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

2.2.5 El EOR determinará la RTR inicial utilizando el método descrito en el Numeral 2.2.1 y en base al estado del SER inmediatamente antes del inicio de la operación del MER bajo el presente Libro.

3. Obligaciones y Derechos con relación al Servicio de Transmisión

3.1 Obligaciones de los Agentes Transmisores

3.1.1 Un Agente que provee el Servicio de Transmisión tendrá, sin perjuicio de las obligaciones y derechos establecidos en el Capítulo 3 del Libro I, las siguientes obligaciones y responsabilidades:

a) Operar sus instalaciones siguiendo estrictamente las instrucciones que imparta el OS/OM, en coordinación con el EOR, incluyendo cualquier maniobra que implique modificaciones a las transferencias de energía por sus líneas y demás equipos, excepto si ello pone en peligro la seguridad de sus instalaciones, equipos y/o a las personas;

b) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el libre acceso y no discriminatorio a sus redes a todos los *Agentes*, a cambio de la remuneración correspondiente;

c) Establecer la Capacidad Técnica de Transmisión de cada equipamiento y/o instalación de su propiedad y presentar al OS/OM respectivo, para la aprobación de éste y del EOR, los estudios que la fundamentan, los cuales se deben basar en los criterios que establezca el EOR;

d) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y limitar la propagación de fallas o mitigar los daños sobre sus propias instalaciones que pueden causar las fallas originadas en equipamientos pertenecientes a terceros, así como para limitar la propagación al resto de la RTR de las fallas originadas en sus propias instalaciones o las de Agentes conectados a las mismas;

e) Permitir el acceso a sus instalaciones de los representantes y los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe el OS/OM correspondiente, el EOR y la CRIE, además de las obligaciones que en este sentido establezca la regulación nacional del país donde se encuentre la instalación;

f) Presentar, cada año en el mes de noviembre al OS/OM de su País, el plan de mantenimiento anual de sus instalaciones, participar en las reuniones de coordinación de mantenimiento que este organismo o el EOR convoque, y cumplir con los programas coordinados de mantenimiento que finalmente el EOR establezca;

g) Mantener condiciones adecuadas de seguridad física en cada una de sus instalaciones, siguiendo las normas definidas por los Reguladores Nacionales de cada País donde éstas se localicen, y lo establecido en el presente Libro;

h) Identificar las instalaciones de los Agentes conectados a sus instalaciones que no reúnen los requisitos técnicos necesarios para su conexión a la RTR y notificarlo al OS/OM respectivo, quien a su vez deberá informar de inmediato al EOR;

i) Aceptar las deducciones a su Ingreso Autorizado Regional por los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) que realice el EOR, de acuerdo al Régimen de Calidad del Servicio establecido en el Capítulo 6 de este Libro;

j) Cumplir en la operación y en el diseño de nuevas instalaciones con todas las regulaciones ambientales y técnicas vigentes en su País, y con las que son establecidas en este Libro;

k) Suministrar, en tiempo y forma, al OS/OM del País y, por intermedio de éste, al EOR y a la CRIE la información requerida para el seguimiento del desarrollo y operación de las ampliaciones y conexiones a la RTR, y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo las funciones específicas asignadas a la CRIE, al EOR y a los OS/OM, en el marco de lo establecido en la regulación vigente en cada país y en el RMER;

l) Cumplir con los requisitos establecidos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial; y

m) Realizar, en coordinación con el OS/OM respectivo, las pruebas técnicas requeridas por el EOR.

3.2 Derechos de los Agentes Transmisores

3.2.1 Cada *Agente Transmisor* tiene los siguientes derechos:

a) Percibir el Ingreso Autorizado Regional de sus instalaciones, establecido de acuerdo a este Reglamento, y cuando corresponda, el ingreso autorizado nacional establecido por las regulaciones nacionales;

b) Negarse, ante el requerimiento del OS/OM correspondiente, a conectar/desconectar instalaciones y equipamientos que a su juicio puedan afectar la integridad de personas o causar daños en las instalaciones de transmisión que están bajo su responsabilidad o a las instalaciones de la RTR en su conjunto. El Agente Transmisor deberá poner inmediatamente en conocimiento al EOR y al correspondiente OS/OM de su decisión detallando los motivos que la justifican;

c) Solicitar a la CRIE o al Regulador Nacional según el caso, que ordene la desconexión de equipamientos o instalaciones pertenecientes a Agentes conectados directa o indirectamente a la RTR que afecten el normal funcionamiento de sus instalaciones porque no cumplen con los estándares técnicos de diseño u operación;

d) Solicitar a la CRIE o al Regulador Nacional según el caso, que no autorice la conexión de nuevos equipamientos o nuevas instalaciones pertenecientes a Agentes conectados directa o indirectamente a la RTR que prevé afectarán el normal funcionamiento y la calidad de sus instalaciones por no cumplir con los estándares técnicos de diseño u operación;

e) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimientos y presentar observaciones al plan anual de mantenimientos que coordine el EOR y los OS/OM, y a recibir explicaciones sobre la modificación a sus propios planes de mantenimientos, de acuerdo a lo que establece el Libro II del RMER;

f) Presentar observaciones al OS/OM sobre el predespacho o redespachos regionales y maniobras coordinadas por el EOR y a recibir una respuesta de éste. La presentación de observaciones no releva al Agente Transmisor de cumplir las instrucciones

emitidas por el EOR, excepto en los casos que al hacerlo afecte la seguridad e integridad de sus instalaciones o de su personal, tal como se establece arriba en el Literal b); y

g) Verificar la Capacidad Operativa de Transmisión en sus instalaciones de la RTR definidas por el EOR, conforme a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en este Libro.

3.3 Obligaciones de los Agentes que no prestan el Servicio de Transmisión

3.3.1 Cada Agente que no presta el servicio de transmisión tendrá, en relación con el Servicio de Transmisión y en adición a aquellas establecidas en el Libro I del RMER, las obligaciones siguientes:

a) Mantener condiciones de seguridad física adecuadas en sus instalaciones así como las condiciones técnicas que habilitaron su conexión a la RTR.

b) Efectuar, en tiempo y forma, los pagos de los CURTR y otros cargos establecidos en este Libro y en la regulación nacional del País donde se encuentra el punto de conexión;

c) Cumplir con la regulación nacional del país donde se encuentre físicamente instalado y lo establecido en este Libro con relación al diseño de las instalaciones y el equipamiento de conexión;

d) Suscribir los Contratos de Conexión que establezcan las regulaciones nacionales; y

e) Suministrar a los OS/OM y al EOR la información que le sea solicitada con respecto a la transmisión.

3.4 Derechos de los Agentes que no prestan el Servicio de Transmisión

3.4.1 Cada Agente que no presta el servicio de transmisión tendrá, en relación con el Servicio de Transmisión y en adición a aquellos establecidos en el Libro I del RMER, los derechos siguientes:

a) Conectarse a las instalaciones de la RTR en uno o más nodos, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en este Libro y en las regulaciones nacionales;

b) Que los cargos de transmisión que fije la regulación en cada País no sean discriminatorios con los Agentes de otros países;

c) Permanecer conectado a la RTR, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales establecidas en la regulación vigente en su País y las del presente Libro;

d) Ser informado de los planes de mantenimiento de la RTR, presentar observaciones y solicitar modificaciones a esos planes cuando se vean afectadas las condiciones de funcionamiento o seguridad operativa de las instalaciones de su propiedad; y

e) Proponer al EOR, que sean consideradas dentro del SPTR las adecuaciones de la RTR que permitan su conexión y el cumplimiento con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

4. Coordinación del Libre Acceso

4.1 Criterios Generales

4.1.1 Las redes de transmisión, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso para los *Agentes*, de conformidad con lo establecido en el Artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en este Libro y en las regulaciones nacionales del País donde se realice la conexión.

4.2 Capacidad de las Instalaciones de la RTR

4.2.1 La Capacidad Operativa de Transmisión de la *RTR* será determinada para los posibles escenarios de funcionamiento del *MER*. En cada escenario evaluado, los cuales serán establecidos por el *EOR*, se deberá asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y lo estipulado en las regulaciones de cada País.

4.2.2 El *EOR* desarrollará un documento donde se establecerán los criterios que deberá seguir cada *Agente Transmisor* para el cálculo de la Capacidad Técnica de Transmisión de sus instalaciones.

4.2.3 Cada *Agente Transmisor* deberá presentar sus evaluaciones de la Capacidad Técnica de Transmisión de sus instalaciones a los OS/OM y al EOR, quien finalmente determinará la Capacidad Operativa de Transmisión que corresponda a cada escenario, asegurando el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en el presente Libro. El EOR deberá respetar las Capacidades Técnicas de Transmisión calculadas según los criterios a que se hace referencia arriba en el Numeral 4.2.2.

4.3 Acceso a la RTR de Agentes que inyectan energía

4.3.1 Cada Agente que inyecta tendrá derecho a conectarse a la RTR una vez cumplidos los requisitos técnicos y ambientales establecidos en la regulación regional y en la regulación de cada país donde se ubique su planta. El uso de la RTR por parte de los Agentes que inyectan, una vez conectados, será el que resulte del predespacho, redespacho o despacho económico realizado por el EOR en coordinación con los correspondientes predespachos de los países que realiza cada OS/OM.

4.4 Acceso a la RTR de Agentes que retiran energía

4.4.1 Cada Agente que retira del MER tendrá los siguientes derechos de acceso:

a) Igual prioridad de acceso a la RTR cuando exista Capacidad Operativa de Transmisión suficiente para que la demanda pueda ser abastecida en condiciones normales;

b) La conexión de nuevas demandas no deberá ocasionar que no se cumplan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño. Por lo tanto, el EOR podrá limitar el abastecimiento a las nuevas demandas que afecten el cumplimiento de estos criterios; y

c) En caso de que una nueva demanda no pueda ser abastecida por el mercado nacional en forma simultánea con la demanda existente, se seguirán los criterios que establezca la regulación del país donde la nueva demanda se conecte.

4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR

4.5.1 Conexiones Existentes

4.5.1.1 Los *Agentes* de los países que se encuentren conectados a las redes de sus países o que tengan solicitudes de Conexión aprobadas de acuerdo a sus Regulaciones Nacionales en la fecha de vigencia de este Reglamento no tendrán que realizar ningún otro trámite de conexión para operar en el MER. No obstante deberán cumplir con los requerimientos que le impone este Libro y el Libro II del RMER.

4.5.2 Presentación de las Solicitudes de Conexión

4.5.2.1 Los solicitantes que a partir de la vigencia del RMER, requieran conectarse directamente a la RTR, y que hayan obtenido previamente un permiso de conexión para la red nacional, deberán tramitar una Solicitud de Conexión ante la CRIE de acuerdo con lo establecido en el presente Libro. A la Solicitud de Conexión se deberá anexar una constancia del cumplimiento de los requerimientos de conexión emitida por el organismo nacional que establece la regulación de cada país. La aprobación de esta Solicitud es requisito para autorizar la conexión física. La aprobación será realizada por la CRIE con la aceptación previa del *Agente Transmisor*, el EOR y el OS/OM del País donde se realice la conexión.

4.5.2.2 El trámite de autorización de la Conexión deberá seguir los procedimientos establecidos en el presente Reglamento, y cumplir los requisitos de la Regulación Nacional.

4.5.2.3 El solicitante que desee conectarse a la RTR deberá presentar a la CRIE la Solicitud de Conexión con toda la documentación requerida, con copia al EOR, al *Agente Transmisor* y al OS/OM del respectivo País.

4.5.2.4 Cuando sea necesario disponer de una autorización, permiso o concesión correspondiente a las instalaciones que se pretende conectar a la RTR, conforme los requisitos que establece la regulación del país donde se materializa el acceso, el solicitante deberá presentar una constancia de que se encuentra gestionando las mismas, emitido por la autoridad que las otorga. Para la aprobación de la solicitud es requisito que la autoridad nacional competente haya otorgado la correspondiente autorización, permiso o concesión.

4.5.2.5 La solicitud de Conexión deberá ser acompañada de los estudios técnicos y ambientales, que demuestren el cumplimiento de las normas ambientales, las normas técnicas de diseño mencionadas en el Numeral 16.1 de este Libro y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño y lo establecido en la regulación del País donde tiene lugar el acceso. Dichos estudios y demás consideraciones deberán seguir los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 18 de este Libro.

4.5.2.6 Los estudios técnicos mencionados arriba en el Numeral 4.5.2.5 serán realizados por el solicitante. El EOR deberá suministrarle toda la información necesaria para desarrollar estos estudios.

4.5.2.7 La CRIE encomendará al EOR el análisis técnico de la Solicitud. El EOR deberá evaluar los estudios técnicos e informar a la CRIE y al solicitante de las conclusiones, así como de los eventuales cambios o adecuaciones que este último deberá realizar para que las nuevas instalaciones cumplan con las normas mencionadas en el Numeral 16.1 de este Libro.

4.5.3 Evaluación de la Solicitud de Conexión

4.5.3.1 El solicitante, deberá incluir en su solicitud los estudios de la RTR, según los requerimientos del Capítulo 17 de este Libro. Los resultados de los estudios deberán demostrar que:

a) Las nuevas instalaciones no afectarán de manera adversa a las instalaciones del *Agente Transmisor* propietario de las instalaciones a las cuales requiere conectarse, no representarán un riesgo para la operación del sistema regional ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad física de dichas instalaciones.

b) Las nuevas instalaciones no causarán que la RTR opere fuera de los parámetros que fijan los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, establecidos en el Capítulo 16 del presente Libro.

4.5.3.2 El EOR, en consulta con el OS/OM y el Agente Transmisor propietario de las instalaciones a las cuales el solicitante requiere conectarse, deberá analizar la solicitud de conexión y verificar que el diseño y las especificaciones de las instalaciones cumplan con las normas técnicas de diseño mencionados en el Numeral 16.1 y los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

4.5.3.3 El *Agente Transmisor* y el OS/OM deberán presentar un informe al EOR, con copia a la CRIE, sobre el cumplimiento de las condiciones especificadas por las regulaciones del País donde tendrá lugar la conexión. De no recibirse los informes en un plazo de quince (15) días hábiles, contados a partir de la recepción de la consulta, el EOR entenderá que éstos no tienen comentarios.

4.5.3.4 Dentro de los veinte (20) días hábiles de recibidos los estudios presentados por el solicitante, el EOR enviará un informe a la CRIE, con copia a los OS/OM involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación con la aprobación o rechazo de la solicitud de conexión. Este informe será realizado teniendo en cuenta la opinión del Agente Transmisor y el correspondiente OS/OM, y deberá estar acompañado del correspondiente fundamento y evaluación técnica, así como de las correcciones que el Agente deberá introducir a los estudios o al proyecto para que pueda ser aprobado. De no recibir la notificación dentro de dicho plazo, la CRIE considerará que el EOR no tiene comentarios sobre los estudios de la RTR presentados por el solicitante.

4.5.3.5 La CRIE, en consulta con el Regulador Nacional que corresponda, deberá aceptar o hacer observaciones a la solicitud de conexión en un plazo máximo de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de recepción del informe del EOR.

4.5.3.6 Si no existen observaciones, la CRIE aprobará la solicitud de conexión. Cuando existan observaciones de alguna de las partes, la CRIE deberá evaluar los informes recibidos y en función de ello verificar en un plazo no mayor de quince (15) días hábiles, a partir de la recepción de las observaciones, el cumplimiento de las condiciones necesarias para la conexión y notificar su decisión a las partes involucradas. La falta de pronunciamiento en término será interpretada como la aceptación de la solicitud.

4.5.3.7 En el caso que la recomendación de rechazo por el EOR se fundamente en aspectos que puedan subsanarse con estudios adicionales, o que no fueron contemplados en los estudios, discrepancias de resultados entre los estudios y los ensayos del sistema de potencia, y fallas de diseño o especificaciones inaceptables, el solicitante podrá realizar una presentación complementaria para subsanar estas deficiencias. Dicha presentación deberá estar acompañada de los estudios que justifiquen sus conclusiones y los pasos necesarios para corregir los desvíos observados. La presentación complementaria estará sujeta a idénticos criterios de evaluación para su aprobación que los aplicados a la solicitud de conexión. La presentación complementaria podrá ser efectuada en el plazo que considere conveniente el solicitante, y repetida tantas veces como sea necesario hasta lograr la aprobación.

4.5.3.8 Si la recomendación de rechazo por el EOR se basa en que los resultados de los estudios muestran que la nueva instalación produce un deterioro de la calidad del servicio en la RTR que implique que no se cumpliría con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, se deberá informar al solicitante, el cual podrá presentar una nueva solicitud de conexión introduciendo las adecuaciones necesarias a su proyecto, incluyendo las instalaciones de conexión, para subsanar las deficiencias observadas por el EOR. La presentación de nuevas solicitudes de conexión podrá ser efectuada en el plazo que considere conveniente el solicitante, y repetida tantas veces como sea necesario hasta lograr la aprobación.

4.5.3.9 Si la recomendación de rechazo se sustenta en que la nueva instalación incrementa la potencia de cortocircuito en una o más subestaciones de la RTR o de las redes nacionales por encima del nivel de diseño de los equipos existentes en la subestación, se deberá informar al solicitante, el cual podrá presentar una nueva solicitud de conexión introduciendo las adecuaciones necesarias a su proyecto, incluyendo las instalaciones de conexión, para subsanar las deficiencias observadas por el EOR. La presentación de nuevas solicitudes de conexión podrá ser efectuada en el plazo que considere conveniente el solicitante, y repetida tantas veces como sea necesario hasta lograr la aprobación.

4.5.3.10 En caso de que la CRIE decida rechazar la solicitud de conexión, el solicitante podrá realizar una propuesta complementaria en la que corrija los incumplimientos detectados. La propuesta complementaria estará sujeta a iguales criterios que los requeridos por la solicitud original y deberá ser presentada dentro de un plazo no mayor a sesenta (60) días de recibida la notificación de rechazo por parte de la CRIE.

4.5.4 Autorización para la Puesta en Servicio de Conexión

4.5.4.1 La puesta en servicio de una conexión será autorizada por el EOR, en consulta con el OS/OM y el *Agente Transmisor*, cuando el solicitante haya cumplido con lo siguiente:

a) Haya obtenido de la autoridad nacional competente la autorización, permiso, o concesión necesaria de su proyecto, así como la aprobación de la conexión a la RTR por parte de la CRIE;

b) La aprobación del diseño técnico de detalle de la conexión, para lo cual el solicitante deberá definir las características del equipamiento a instalar. Este diseño técnico será evaluado por:

   i. El *Agente Transmisor* y el OS/OM correspondiente;

   ii. [178]El EOR, basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente Transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias, elaborará un informe sobre el diseño técnico de detalle; y

[178] Modificado mediante la Resolución CRIE-02-2017, del 26 de enero de 2017.

iii. [179]El EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE. El diseño técnico de detalle aprobado por el EOR deberá contener el mismo esquema y componentes eléctricos del diseño básico de las instalaciones, incluido en la Solicitud de conexión a la RTR aprobada por la CRIE.

c) La aprobación del diseño y parametrización de los sistemas de control y protecciones. Para lo cual el solicitante, en coordinación con el EOR, y previamente a la puesta en servicio, realizará los ajustes recomendados en los estudios técnicos, necesarios para optimizar los equipamientos de control como es el caso de los sistemas de estabilización, las características de los sistemas de excitación, las curvas de capabilidad, los sistemas de compensación de potencia reactiva, los mecanismos de control para mantener el balance entre la generación y la demanda, en condiciones normales y anormales de operación, etc., para asegurar el cumplimiento de los CCSD. Estos ajustes deberán ser evaluados por el *Agente Transmisor* y el OS/OM, y aprobados por el EOR;

d) La suscripción del Contrato de Conexión u otorgamiento de la autorización de conexión, de acuerdo a lo previsto en las regulaciones nacionales de cada país; y

e) Los ensayos de campo requeridos para comprobar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a los Documentos que establezca el EOR. Los costos asociados a los ensayos serán cubiertos por el solicitante.

4.5.4.2 Todos los estudios descritos en el numeral anterior deberán seguir los criterios que se detallan en el Capítulo 18 de este Libro.

4.6 Contrato o Autorización de Conexión

4.6.1 Los *Agentes* que estén conectados o pretendan conectarse directa o indirectamente a la RTR, deberán cumplir con lo estipulado en la regulación nacional del país donde se encuentre ubicado el punto de conexión, en lo referente a los contratos de conexión o a las autorizaciones para la conexión de sus instalaciones a la red de transmisión.

4.7 [180]Procedimiento para el Trámite de Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional –RTR-

4.7 Objetivos del Procedimiento

4.7.1 Objetivo General

[181]Guiar al agente interesado o desarrollador de un proyecto, en la gestión de acceso a la Red de Transmisión Regional de forma eficiente, cumpliendo con los requerimientos de la regulación nacional y regional, para obtener la autorización de la conexión en el menor tiempo posible.

[179] Modificado mediante la Resolución CRIE-02-2017, del 26 de enero de 2017.
[180] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[181] Modificado mediante la Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

4.7.2 Objetivos Específicos

a) Establecer un mecanismo que permita al EOR y las entidades responsables en cada país, realizar una coordinación más efectiva y eficaz, en la gestión de las solicitudes de conexión y en el procedimiento de acceso a la RTR.
b) Facilitar que el Solicitante realice un solo Estudio Técnico de acceso a la RTR, considerando los alcances de la regulación nacional y regional, utilizando una base de datos actualizada por el EOR y por la entidad responsable en cada país, así como las premisas técnicas regionales y nacionales.

4.8 [182]Procedimiento de Acceso a la RTR[183]

El Solicitante deberá realizar los estudios técnicos detallados que se muestra a continuación, según la etapa del procedimiento en que se encuentre. En el caso de la presentación de la Solicitud de Conexión a la RTR, el Solicitante soló deberá presentar los estudios correspondientes a la Etapa 1.

Etapa 1: Solicitud de Conexión a la RTR. Estudios Eléctricos del Acceso a la RTR

a) Estudios de Flujos de Cargas
b) Estudios de Cortocircuito
c) Estudios de Estabilidad Transitoria y Dinámica
d) Diseño Básico de las Instalaciones

Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle

a) Estudios de Transitorios Electromagnéticos

Etapa 3: Autorización de la Puesta en Servicio. Ajustes Previos de Equipos y Sistemas

a) Estudios de Ajustes del Equipamiento

Se establece en el Anexo K del Libro III del RMER, el conjunto de actividades que deberán ser coordinadas y articuladas para que dicho procedimiento se desarrolle de forma más eficiente y en el menor tiempo posible; así mismo, se detallan las tareas, actividades y las responsabilidades de cada uno de los actores nacionales y regionales que intervienen en dicho procedimiento.

4.8.1 Paso 1 – Orientaciones al Solicitante

[184]El Solicitante que pretenda conectarse a la RTR podrá solicitar orientación técnica del proceso a seguir y de los requerimientos exigidos, al EOR, a la CRIE, al OS/OM o al Agente transmisor del país donde se pretende realizar la conexión, por medio de correo electrónico, teléfono, teleconferencias, videoconferencias u otro medio escrito excluyendo las

[182] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[183] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[184] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

denominadas redes sociales; a fin de que los estudios eléctricos se desarrollen de forma completa e integral.

4.8.2 Paso 2 – Bases de Datos y Premisas Técnicas

Se establece el mecanismo de coordinación entre el EOR, OS/OMS, Agentes Transmisores nacionales, para la elaboración de las premisas técnicas regionales y la entrega de la Base de Datos Regional para el desarrollo de los estudios eléctricos:

a) El EOR debe tener disponible en su página web la información requerida que debe acompañar las solicitudes de premisas y Base de Datos Regional, la cual deberá considerar las características del proyecto, ubicación del punto de conexión, fecha de puesta en operación, así como la documentación legal que corresponda.

b) El Agente interesado o Solicitante que pretenda conectar un proyecto a la RTR deberá presentar su solicitud al EOR de acuerdo a lo establecido en el literal a).

c) El EOR, dará respuesta a la solicitud de Base de Datos Regional y premisas técnicas regionales, en un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la recepción de la solicitud.

En el caso que la solicitud cumpla con los requisitos de acuerdo al literal a), el EOR responderá al solicitante, informando la aceptación de la solicitud y adjuntando el documento de Aceptación de Términos de Uso de la Base de Datos Regional, el cual deberá ser completado y firmado por el Solicitante. En el caso que la solicitud no cumpla con lo establecido en el literal a), el EOR responderá al Solicitante indicándole los requerimientos faltantes y quedando suspendido el trámite, hasta que el Solicitante solvente lo observado por el EOR.

d) El EOR en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles, a partir de que haya informado al solicitante la aceptación de su solicitud de premisas técnicas y de la Base de Datos Regional, coordinará con el OS/OM la preparación de los alcances de las premisas técnicas nacionales y regionales, para los estudios eléctricos de conexión a la RTR.

e) [185]El OS/OM, en coordinación con el Agente Transmisor correspondiente, en un plazo de cinco (5) días hábiles, posteriores a la realización de la actividad del literal d), elaborará y remitirá al EOR las premisas técnicas que cumplan con los requisitos establecidos en la regulación nacional.

f) [186]El EOR a partir de que reciba las premisas técnicas nacionales de parte del OS/OM; y en el plazo de cinco (5) días hábiles, elaborará las premisas técnicas

[185] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[186] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

regionales que cumplan con los requerimientos de la regulación regional y los requerimientos de las premisas técnicas nacionales.

En caso que las premisas técnicas regionales, requieran la opinión de los grupos de trabajo regionales (Comités técnicos), el EOR dispondrá de un plazo de diez (10) días hábiles para establecer las premisas técnicas regionales definitivas. Para la elaboración de las premisas técnicas regionales, se deberá considerar el tipo, tamaño y ubicación del proyecto. Dentro de las premisas técnicas regionales, deberá suministrarse, las capacidades operativas correspondientes a los años, estaciones y condiciones de demanda, que requieren ser evaluados, de manera que la evaluación que realice el Solicitante sea representativa de las condiciones operativas previstas. Cuando el OS/OM y el Agente Transmisor, en conjunto con el EOR, consideren que para evaluar la conexión de un proyecto deben ampliarse estos estudios, así lo harán saber al interesado por medio de las premisas técnicas regionales.

g) Realizado lo establecido en el literal f) y habiendo recibido por parte del Solicitante el documento firmado, de Aceptación de Términos de Uso de la Base de Datos Regional, el EOR tendrá un (1) día hábil para entregar al Solicitante, la Base de Datos Regional y las premisas técnicas regionales.

En el documento de las premisas se incluirá la información de los contactos del EOR, a quien el Solicitante podrá remitir sus consultas.

h) El Solicitante tendrá derecho a disponer en esta etapa de toda la información necesaria para iniciar los estudios técnicos correspondientes.

i) El EOR, los OS/OMS y el Solicitante deberán dejar constancia sobre la entrega y recepción de las premisas técnicas nacionales y regionales, por medio de correo electrónico u otro tipo de comunicación oficial escrita de las entidades, excluyendo las denominadas redes sociales.

j) [187]Actualización de la Base de Datos Regional: El EOR actualizará la Base de Datos Regional, conforme a lo establecido en el numeral 3.3.7.1, del Libro II del RMER. El EOR debe proveer al Solicitante la Base de Datos actualizada que tenga disponible, para que realicen los estudios eléctricos que acompañarán a la Solicitud de Conexión a la RTR. La Base de Datos Regional que se provea al Solicitante, tendrá un código identificador asignado por el EOR.

k) [188]Validez de la Base de Datos Regional: La Base de Datos Regional que el EOR entrega al Solicitante, tendrá un período de validez de seis (6) meses, contado a partir de la fecha de entrega. En este plazo, el Solicitante, deberá realizar el estudio técnico para el cual fue solicitada la base de datos y entregarlo a la CRIE, como parte de los requisitos de presentación de solicitud de conexión a la RTR. En casos excepcionales de no presentarse los estudios técnicos en dicho plazo y/o los estudios

[187] Adicionado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[188] Adicionado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

eléctricos complementarios, el Solicitante podrá solicitar al EOR con copia a la CRIE, OS/OM y Agente Transmisor involucrado, una prorroga hasta por seis (6) meses, indicando las causas debidamente justificadas, y aceptadas por el EOR como válidas, para realizar o actualizar los estudios eléctricos, utilizando la misma Base de Datos Regional que le fue entregada por parte del EOR.

El solicitante desarrollará los estudios eléctricos para el acceso a la RTR, cumpliendo con los requisitos establecidos en la regulación nacional y regional, de manera previa a la presentación de la Solicitud de Conexión a la RTR y a la red nacional, para que el proceso sea realizado en forma eficiente.

4.8.3 Paso 3 – Formato para Presentar la Solicitud de Conexión a la RTR

El Solicitante que pretenda conectarse a la RTR deberá presentar con suficiente anticipación a la fecha proyectada de conexión a la RTR una comunicación dirigida a la CRIE, donde solicite su aprobación para conectar a la RTR el proyecto que se defina. La información deberá presentarse a la CRIE en formato digital y en idioma español, por los medios establecidos en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER.

Con la carta de solicitud de conexión deberá presentar, según el tipo de proyecto, lo siguiente:

a) Estudios de Impacto Ambiental para:
a. La central o planta de generación
b. Subestaciones nuevas asociadas al proyecto
c. Línea de transmisión que formará el enlace entre el proyecto y la RTR

b) Permiso o Licencia Ambiental para:
a. La central o planta de generación
b. Subestaciones nuevas asociadas al proyecto
c. Línea de transmisión que formará el enlace entre el proyecto y la RTR

c) Autorización, permiso o concesión para actividades de transmisión o la constancia que está gestionando la misma.
d) Autorización, permiso o concesión para actividades de generación o la constancia que está gestionando la misma.
e) Autorización, permiso o concesión a nivel nacional para realizar las actividades de distribución o de retiro de energía en alta tensión.
f) Estudios Eléctricos del acceso a la RTR, considerando las premisas técnicas regionales que establezca el EOR.
g) [189]Diseño básico de las instalaciones a conectar a la RTR, que permita comprobar la aplicación de la normativa y los criterios para el Diseño de las Instalaciones del Capítulo 16 del Libro III del RMER; para ello, el diseño básico debe incluir la normativa utilizada en el diseño de las instalaciones. En el caso de conectarse a la Línea SIEPAC se debe cumplir con los requerimientos específicos indicados en el numeral 4.13.
h) Descripción técnica de las instalaciones, diagramas unifilares de las instalaciones, especificaciones técnicas de equipos, localización exacta, descripción del punto de conexión y límite de propiedad.

[189] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

i) [190]Presentar la documentación idónea que acredite la calidad de quien suscribe la solicitud y fotocopia simple de su identidad personal. En el caso de personas jurídicas deberá presentarse fotocopia simple de la certificación de personería jurídica y del poder que faculta a su representante a realizar la solicitud.

Una vez la CRIE reciba la información completa especificada en el listado anterior, procederá con la apertura del expediente de Trámite Administrativo correspondiente.

4.8.4 [191]Providencias de Trámite y Estudios Adicionales:

a) Providencias de Trámite que emitirá la CRIE: a) La primera providencia de trámite, es el instrumento por medio del cual se encomendará al EOR, el OS/OM y al Agente Transmisor correspondiente, el análisis técnico de la Solicitud de conexión a la RTR; b) habiendo completado el solicitante, los requisitos establecidos en los numerales 4.5.2.2, 4.5.2.3, 4.5.2.4 y 4.5.2.5 del Libro III del RMER, la CRIE emitirá la primera providencia de trámite, otras providencias de trámite se notificarán si a juicio de la CRIE, son estrictamente necesarias, de lo contrario cualquier información será requerida por otros medios de comunicación que la CRIE estime convenientes, tales como correo electrónico, teléfono, teleconferencias, videoconferencias u otro medio escrito.

b) Informe de Evaluación de la Solicitud de Conexión: Dentro de los veinte (20) días hábiles de recibidos los estudios presentados por el Solicitante, el EOR enviará un informe a la CRIE, con copia al Solicitante, Agentes Transmisores y OS/OM involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación a la aprobación o rechazo de la solicitud de conexión; conforme a lo establecido en los numerales 4.5.2.7 y 4.5.3 del Libro III del RMER. El EOR, los OS/OM y los Agentes Transmisores deberán evaluar los estudios técnicos presentados por el Solicitante, respetando la Base de Datos Regional y las premisas técnicas nacionales y regionales que le fueron entregadas al solicitante.

c) Impacto en la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR: El EOR deberá pronunciarse a través de su informe de evaluación de la solicitud de conexión, si el proyecto evaluado reduce o no la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR que exista sin el proyecto. Si se reduce la Capacidad Operativa no se recomendará la aprobación de la solicitud de conexión a la RTR.

d) En caso de que los estudios técnicos de la solicitud de conexión, indiquen que la operación del proyecto reducirá la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, el solicitante presentará ante la CRIE una certificación por escrito de parte del Regulador Nacional o de las entidades respectivas regionales o nacionales, según corresponda, del compromiso de que se aprueben y realicen las ampliaciones de transmisión o adecuaciones necesarias para hacer viable el proyecto.
La resolución de autorización de conexión que emita la CRIE contendrá las disposiciones específicas o requisitos para cumplir con este literal, para la conexión física del proyecto a la RTR.

e) En caso de que los estudios técnicos presentados por el Solicitante se encuentren incompletos conforme a las premisas técnicas, el EOR podrá solicitar posteriormente un complemento a dichos estudios en el ámbito regional y bajo la consideración de las premisas originales que le fueron entregadas al Solicitante.

f) Estudios Adicionales: En el caso que la recomendación de rechazo por el EOR se fundamente en aspectos que puedan subsanarse con estudios adicionales, el solicitante podrá realizar una presentación complementaria para subsanar estas deficiencias; para lo

[190] Adicionado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[191] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

cual realizará estudios eléctricos adicionales considerando la misma base de datos regional y premisas técnicas regionales, siempre y cuando dicha base de datos se encuentre dentro de su periodo de validez, de acuerdo a los incisos j) y k) del numeral 4.8.2; la cual deberá presentar directamente al EOR con copia a la CRIE, Agentes Transmisores y OS/OMs involucrados, y no se requerirá providencia de trámite para estos casos.

El OS/OM y el Agente Transmisor, tendrá un plazo de quince (15) días hábiles, para pronunciarse sobre los estudios presentados, remitiendo un informe al EOR con copia a la CRIE y al Solicitante.

Dentro de los veinte (20) días hábiles de recibidos los estudios adicionales presentados por el Solicitante, el EOR enviará un informe a la CRIE, con copia al Solicitante, Agentes Transmisores y OS/OMs involucrados, con sus comentarios y recomendación en relación con la aprobación o rechazo de la solicitud de conexión.

4.9 [192]Responsabilidades del Ente Operador Regional

a) El EOR deberá publicar en su sitio web el presente procedimiento, así como lineamientos que orienten a los Solicitantes sobre los requerimientos que deben cumplir las solicitudes de conexión a la RTR; asimismo, deberá incluir en su sitio web información sobre las entidades responsables de los procesos de interconexión en cada país.

b) El EOR en coordinación con los OS/OMS, Agentes Transmisores o las entidades competentes, deberán elaborar las premisas técnicas regionales necesarias para realizar los estudios eléctricos que acompañarán a la solicitud de conexión a la RTR.

c) El EOR deberá incluir en las premisas técnicas regionales los requisitos exigidos de acuerdo a la regulación regional relacionados con los estudios a realizar, tomando en cuenta el tipo y el tamaño del proyecto, la ubicación del mismo, listados de contingencias, el horizonte de los estudios y los escenarios y criterios o normativa a evaluar, de acuerdo a lo establecido en el numeral 17.7 del Libro III del RMER.

d) [193]

e) El EOR deberá suministrar la Base de Datos Regional y las premisas técnicas regionales siguiendo el mecanismo establecido en los numerales 4.8.1 y 4.8.2 de este procedimiento, para que el Solicitante desarrolle los estudios que acompañaran a la solicitud de conexión a la RTR.

4.10 [194]Responsabilidades de los Reguladores Nacionales, OS/OMS, Agentes Transmisores o Entidades Competentes

Los Reguladores Nacionales, OS/OMS, Agentes Transmisores o las entidades competentes de cada país, a fin de colaborar en el cumplimiento del presente procedimiento por parte de los Agentes Solicitantes, procurarán:

[192] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[193] Se deroga mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[194] Adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

a) Informar de este procedimiento a los Agentes o Solicitantes que pretendan conectarse a instalaciones de transmisión nacionales que forman parte de la RTR; asimismo, publicarán en sus páginas web un enlace con los sitios web del EOR y la CRIE, en los que se pueda ubicarse el presente procedimiento.

b) La Entidad competente que proporcione la base de datos técnica para la elaboración de los estudios eléctricos, informará al Solicitante que puede consultar al EOR los mecanismos para solicitar la Base de Datos Regional y premisas técnicas para realizar los estudios, para lo cual deberá comunicarse con el EOR para coordinar la entrega de la información solicitada, así como realizar las consultas necesarias sobre los demás requerimientos establecidos en la regulación regional.

c) [195]

4.11 [196]Pasos Finales - Etapa del Diseño Técnico de Detalle y Puesta en Servicio de las Instalaciones

4.11.1 Etapa del Diseño Técnico de Detalle

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE.

a) El Solicitante remitirá al EOR el Diseño Técnico de Detalle de las nuevas instalaciones, incluyendo las especificaciones y ajustes de los equipos para ejercer las actividades de control, supervisión, protección y operación de las nuevas instalaciones.

b) [197]El EOR coordinará, en conjunto con el OS/OM, el Agente Transmisor y el Solicitante, la revisión del Diseño Técnico de Detalle.

c) El EOR solicitará al OS/OM y al agente transmisor involucrado, la revisión del Diseño Técnico de Detalle, incluyendo las características de los equipos que sean necesarios para ejercer las actividades de control, supervisión, medición, protección y operación de las nuevas instalaciones.

d) El OS/OM comunicará al EOR, con copia al Agente Transmisor, la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes del Diseño Técnico de Detalle de las nuevas instalaciones.

e) El Agente Transmisor involucrado comunicará al EOR, con copia al OS/OM, la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes del Diseño Técnico de Detalle de las nuevas instalaciones a conectar por el Solicitante.

[195] Se deroga mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.
[196] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.
[197] Modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

f) De no ser aprobado el Diseño Técnico de Detalle, el EOR, basado en lo informado por el OS/OM y el agente transmisor, indicará al solicitante los requerimientos de ajuste que sean necesarios para la presentación de información o análisis complementarios.

g) El EOR, basándose en las conclusiones y recomendaciones del Agente Transmisor y el OS/OM, así como en sus evaluaciones propias, elaborará un informe sobre el diseño técnico de detalle; y el EOR dará la aprobación final al diseño técnico de detalle e informará a la CRIE.

El diseño técnico de detalle aprobado por el EOR deberá contener el mismo esquema y componentes eléctricos, del diseño básico de las instalaciones, incluido en la Solicitud de conexión a la RTR aprobada por la CRIE.

4.11.2 Parametrización de Sistemas de Control y Protecciones

Para realizar la siguiente etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobado el Diseño Técnico de Detalle por parte del EOR.

a) El EOR coordinará, en conjunto con el OS/OM, el agente transmisor y el Solicitante, la evaluación de los ajustes recomendados en los estudios técnicos para asegurar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD).

b) El Solicitante, previamente a la puesta en servicio, realizará los ajustes recomendados en los estudios técnicos, necesarios para optimizar los equipamientos de control, relacionados con los sistemas de protección, los sistemas de estabilización, las características de los sistemas de excitación, las curvas de capabilidad, los sistemas de compensación de potencia reactiva, los mecanismos de control para mantener el balance entre la generación y la demanda, en condiciones normales y anormales de operación, esquemas de control suplementarios, entre otros.

c) El Solicitante debe requerir al OS/OM y al Agente transmisor involucrado, la evaluación de los ajustes implementados a los equipos que sean necesarios para ejercer las actividades de control, supervisión, protección y operación de las nuevas instalaciones.

d) El OS/OM debe remitir al Solicitante y al EOR una carta donde comunique su aval o la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes de los equipos de las nuevas instalaciones.

e) El Agente Transmisor involucrado debe comunicar al Solicitante y al EOR, la aprobación, rechazo o requerimiento de ajustes de los equipos de las nuevas instalaciones.

f) El EOR con base a las recomendaciones del OS/OM y del Agente Transmisor aprobará los ajustes descritos en el literal b) de la presente sección. De no ser aprobados los ajustes, el EOR, basado en lo informado por el OS/OM y el Agente Transmisor, indicará al solicitante los requerimientos de ajuste que sean necesarios para la presentación de información o análisis complementarios.

4.11.3 Etapa de Puesta en Servicio de las Instalaciones

Los pasos que a continuación se describen tienen como objeto dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.5.4 "Autorización para la Puesta en Servicio de Conexión", del Libro III del RMER.

Para realizar esta etapa es requisito que el Solicitante tenga aprobada la Solicitud de conexión a la RTR por parte de la CRIE, y realizado lo establecido en el numeral 4.11.1 Etapa del Diseño Técnico de Detalle y 4.11.2 Parametrización de sistemas de control y protecciones de este procedimiento, aprobado según Resolución No. CRIE-P-03-2014.

Paso 1: El Agente propietario de las nuevas instalaciones, una vez finalizadas las pruebas para verificar el cumplimiento de los requisitos de monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR), informa al OS/OM y el OS/OM con al menos quince (15) días calendario de anticipación, envía al EOR la solicitud de modificación al plan anual de mantenimiento, incluyendo la respectiva Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR (SOLMANT), para incluir la puesta en servicio.

El OS/OM debe adjuntar a dicha solicitud para su verificación la documentación siguiente:

a) Aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR;
b) Aprobación del Diseño Técnico de Detalle;
c) La parametrización de Sistemas de Control y Protecciones evaluados por el Agente Transmisor y el OS/OM, y aprobados por el EOR;
d) La integración al Control Automático de Generación, si aplica;
e) Los resultados de las pruebas y ensayos de campo incluyendo los resultados de las pruebas del monitoreo por medio del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés) y del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR);
f) El registro del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) ante el EOR;
g) La certificación de auditoria SIMECR según los requerimientos establecidos en la regulación regional, según el numeral A 1.7.4 del Anexo 1, del Libro II del RMER;
h) La solicitud de modificaciones a la Base de Datos del SIIM para el predespacho que se requieran.

Paso 2: El EOR dentro del plazo de diez (10) días calendario, otorgará la autorización para la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR, una vez que ha verificado el cumplimiento de la presentación de la documentación indicada en el paso 1 y ha verificado que las pruebas y ensayos son satisfactorios de conformidad con lo establecido tanto en la regulación nacional y regional vigente.

En caso de falta de pronunciamiento por parte del EOR, dentro del plazo indicado, se considerará que el EOR no tiene objeción y se tendrá por autorizada la Puesta en Servicio de la nueva conexión a la RTR.

El EOR supervisará en la operación de tiempo real que las nuevas instalaciones conectadas a la RTR, no afecten de manera adversa la operación, confiabilidad y seguridad operativa del Sistema Eléctrico Regional, y de encontrarse algún efecto adverso -el cual debe ser fehacientemente demostrado, con registros y medios de prueba capturados por los dispositivos habilitados para el monitoreo y supervisión en tiempo real del SER- actuará de acuerdo a lo que establece el Libro I, numeral 1.5.3.2, inciso b), inciso i) literal i; y Libro III, numerales 16.2.1 y 16.2.2 del RMER al respecto.

4.12 [198]Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Regional

4.12.1 Los requisitos técnicos mínimos que a continuación se establecen, son aplicables a las Solicitudes de Conexión a la RTR que contengan generadores o centrales de generación eólica o fotovoltaica, que requieran conectarse directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada mayor a 5 MW.

4.12.2. Telemetría y pronóstico

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán contar con una estación meteorológica para medición y registro de las variables meteorológicas correlacionadas a la producción de energía y potencia de la central de generación.

b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica con capacidad mayor a 5 MW, suministrarán al OS/OM, en tiempo real, a través de telemetría, como mínimo los siguientes datos:

i. Potencia de salida de la central en MW.
ii. Capacidad de generación disponible en MW.
iii.Información del estado operativo de las unidades de generación instaladas en la central: disponibilidad, estado, potencia de salida.

Adicionalmente suministrarán lo siguiente:

Las centrales eólicas:

iv. Velocidad del viento (m/s).
v. Dirección del viento (grados desde el punto norte).
vi. Presión barométrica (kPa).
vii. Temperatura del aire (°C).

Las centrales fotovoltaicas:

viii. Irradiancia (W/m2).
ix. Temperatura del aire (°C).

[198] Apartado modificado mediante Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

c) Los OS/OM, podrán requerir el suministro de datos por telemetría a las centrales de generación eólica y fotovoltaica con capacidad igual o menor a 5 MW.

d) Los OS/OM, deberán disponer de un pronóstico centralizado de la generación eólica y fotovoltaica, cuando la capacidad instalada total de generación eólica y fotovoltaica, represente al menos el 10% de la demanda máxima de su área de control. El pronóstico centralizado proveerá como mínimo, la siguiente información:

i. Inyección de energía en MWh, totalizado para el área de control, y en forma desagregada para la generación eólica y fotovoltaica.
ii. Inyección de Potencia en MW totalizado para el área de control.
iii. Inyección de Potencia en MW en forma desagregada para generación eólica y generación fotovoltaica.
iv. Inyección de Potencia en MW de la generación eólica y fotovoltaica en las barras de conexión de estas centrales, al sistema de transmisión.
v. El pronóstico deberá cumplir con la siguiente periodicidad y frecuencia mínima:
v.i. Pronóstico para el día siguiente, con resolución de una hora.
v.ii. Pronóstico de las próximas 4 horas, como mínimo, con resolución de 15 minutos, y actualización cada 15 minutos.

4.12.3. Capacidad de operación ante desvíos de frecuencia

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán operar en forma continua, sin desconectarse del sistema, en el rango de frecuencia de 58.0 Hz a 61.0 Hz.

b) Los tiempos de permanencia en conexión, para valores de frecuencia fuera del rango de operación continua indicado en el literal a) anterior, serán los establecidos en la regulación nacional.

c) El rango de frecuencia de operación continua, podrá ser modificado por el EOR, con base a la preservación de la seguridad operativa del SER.

4.12.4. Regulación primaria de frecuencia

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deben contar con equipos y circuitos de control para contribuir con la regulación primaria de frecuencia y cumplir con lo establecido en los numerales 16.2.7.7 y 16.2.7.8 del Libro III del RMER.

b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica podrán contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de un almacenamiento energético de tamaño adecuado que le permita cumplir con los requerimientos de reserva que le corresponde.

c) En cada sistema eléctrico nacional, el OS/OM conforme a su regulación nacional administrará la asignación a otras unidades generadoras de su área de control, la reserva y el estatismo de regulación primaria que corresponde a las centrales de generación eólica y fotovoltaica, a efectos de cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del Libro III del RMER.

4.12.5. Soporte de voltaje y suministro de potencia reactiva

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben tener capacidad de mantener una inyección de potencia reactiva en el punto de interconexión al sistema de transmisión, de 33% de la potencia activa nominal (Q/Pn=0.33), para salida de potencia activa de 1.0 pu a 0.2 pu, así como deben tener capacidad de mantener una inyección de potencia reactiva para salida de potencia activa de 0.0 pu y 0.2 pu, conforme a la curva de capacidad de potencia reactiva que se indica en la figura 1. Un requerimiento más exigente podrá ser definido por el OS/OM, de acuerdo a necesidades de soporte de potencia reactiva del área de control.

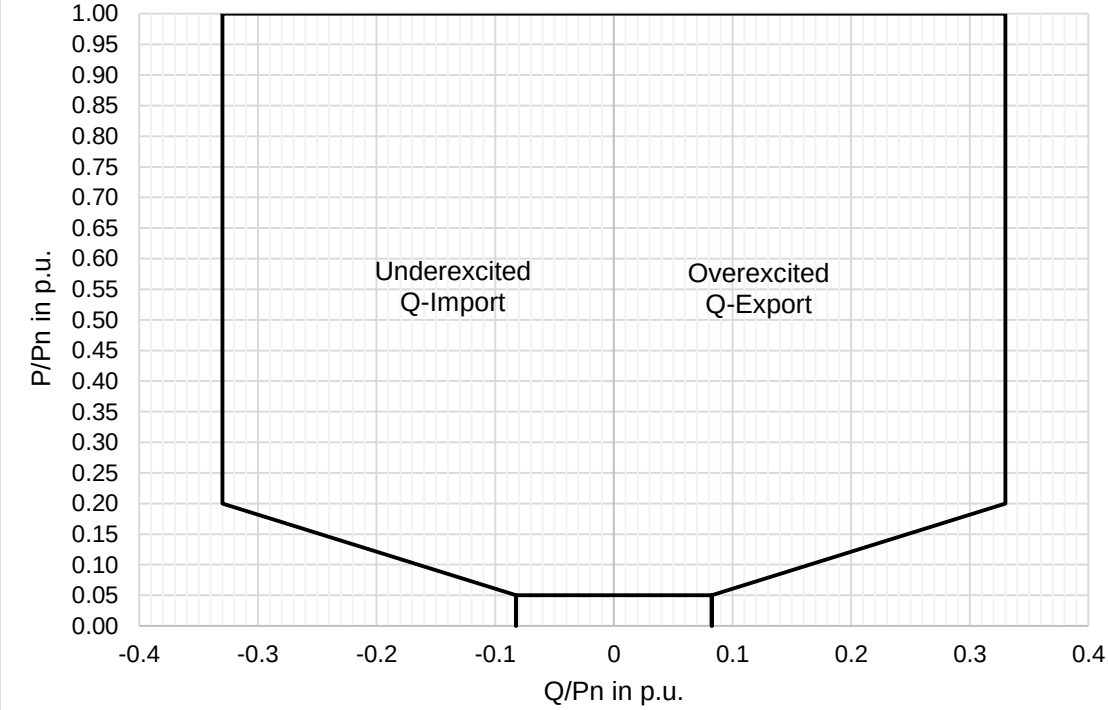


Figura 1 - Capacidad de potencia reactiva a voltaje nominal en el punto de conexión

Donde:

i. La característica PQ se aplica a voltaje nominal.
ii. La central debe poder operar en cualquier punto del área especificada (cobertura completa y continua).
iii. Entre la potencia nominal y un nivel de potencia activa del 20% de la capacidad nominal, el requisito de potencia reactiva debe estar entre -0.33 y 0.33 veces Pn, que es equivalente a un factor de potencia de 0.95 a la producción de potencia nominal.
iv. Entre el 20% y el 5% de la potencia nominal, los requisitos de potencia reactiva se reducen en proporción a los niveles de potencia activa (la línea límite alcanza 0 MVAR a 0 MW).
v. En el caso de que la potencia activa esté por debajo del 5%, el suministro/absorción de potencia reactiva de la planta debe mantenerse dentro de una banda de tolerancia del 5%.

Adicionalmente, las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán estar en capacidad de suministrar o absorber potencia reactiva como una función del voltaje en el punto de conexión, conforme a la curva de capacidad de potencia reactiva que se indica en la figura 2.

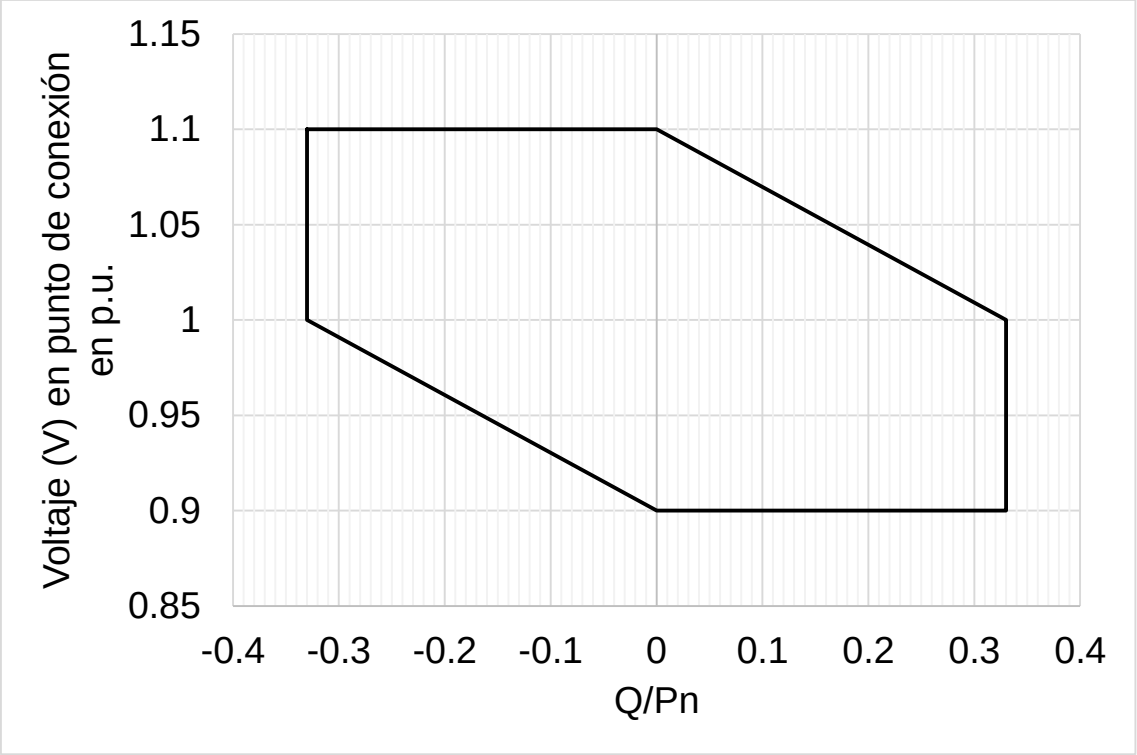


Figura 2 - Curva de capacidad de potencia reactiva como una función del voltaje en el punto de conexión.

b) Al menos el 50% del rango de potencia reactiva de las centrales eólicas y fotovoltaicas, debe proveer soporte dinámico para el control de voltaje.

c) Cada OS/OM definirá la característica de desempeño dinámico del control de tensión de las centrales de generación eólica y fotovoltaica de su área de control, conforme a la figura 3, estableciendo los valores de las constantes siguientes:

T0: Tiempo máximo para iniciar la respuesta de regulación de tensión.
Tsettling: Tiempo máximo para alcanzar el nivel de tensión deseado.
Deadband: Rango de tolerancia del valor deseado de la tensión.
Overshoot: Valor máximo que puede alcanzar la onda durante la respuesta del control de tensión.

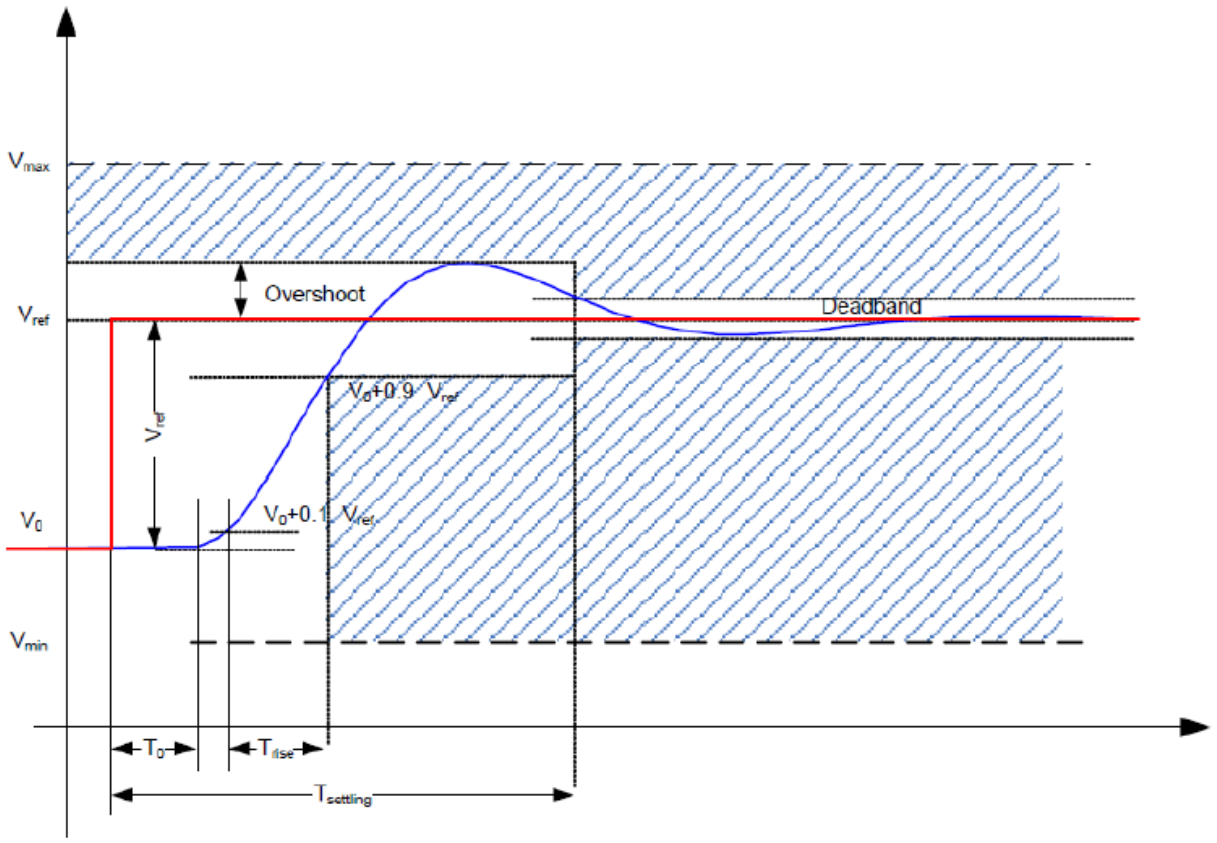


Figura 3 – Característica de desempeño dinámico del control de tensión de las centrales de generación eólica y fotovoltaica

d) Las centrales eólicas y fotovoltaicas deben contar con los equipos necesarios para operar en cualquiera de los siguientes modos de control:

i. Control de voltaje mediante inyección de potencia reactiva.
ii. Salida de potencia reactiva fija.
iii. Regulación del voltaje según el control de voltaje local.
iv. Relación de salida de potencia reactiva fija a salida de potencia activa.
v. Factor de potencia fijo.

e) El OS/OM definirá el modo de control en el cual operará cada central de generación eólica o fotovoltaica de su área de control, en dependencia de los requerimientos de soporte de reactivo y de voltaje en la zona de conexión de cada central de generación.

f) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, podrán complementar la provisión de soporte de potencia reactiva con equipos adicionales.

4.12.6. Desempeño ante huecos de tensión

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla de 0.0 pu, medido en el punto de conexión, durante un tiempo mínimo de 150 ms, y mantenerse en operación por un tiempo mínimo de 2,000 ms hasta que la tensión

en la barra de conexión de la central alcance un valor de al menos 0.9 pu. El OS/OM podrá hacer requerimientos más exigentes.

b) Las centrales de generación deben estar en capacidad de soportar un voltaje de hasta 120% del voltaje nominal en su barra, por un tiempo de hasta 2 segundos.
c) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán aportar corriente reactiva durante fallas en el sistema eléctrico. Cada OS/OM determinará el requerimiento mínimo de corriente reactiva que debe aportar cada central durante las fallas.
d) La central de generación debe mantenerse transitoriamente estable después de una falla en el punto de conexión de la central a la red de transmisión, que es liberada en un tiempo de 150 ms.
e) La central de generación debe mantenerse transitoriamente estable ante la ocurrencia de fallas remotas, localizadas en las cercanías del punto de conexión de la central, que son liberadas por una protección de respaldo.
f) La central de generación debe mantener su operación correcta durante los disturbios descritos en los incisos d) y e) anteriores.
g) Las centrales de generación deberán ser capaces de soportar al menos tres fallas sucesivas, incluso si cada falla o evento representa la falla más severa para los generadores individuales.
h) Los generadores deben de inyectar corriente reactiva adicional, en secuencia positiva, cuando el voltaje en las terminales del generador cambia por una cantidad específica.
i) Durante fallas en la red, la inyección de corriente reactiva debe tener prioridad sobre la corriente activa en los generadores.
j) La inyección de corriente reactiva durante fallas, no debe producir voltajes inaceptables en la central de generación, tal que puedan causar el disparo de sus generadores.

4.12.7. Estudios técnicos requeridos

a) Estudios Eléctricos: Las solicitudes de conexión a la RTR, de las centrales de generación eólica y fotovoltaica, deberán presentar los estudios eléctricos establecidos en la Regulación Regional. Para realizar dichos estudios, se deben utilizar modelos dinámicos respaldados por el fabricante, y que el fabricante de los equipos identifique y ajuste el modelo de librería o de usuario y seleccione el que más represente el comportamiento real de toda la central de generación a ser instalada, permitiendo evaluar con mayor precisión el comportamiento de la central eólica o solar fotovoltaica. El EOR, proporcionará al solicitante de la conexión del proyecto, un listado con los modelos de generadores eólicos y solares fotovoltaicos, disponibles en la librería del programa de simulación de sistemas eléctricos aceptados por el EOR.

b) Estudio de requerimientos de reserva de regulación:

i. En el plazo de un (1) año contado a partir de la aprobación de estos requerimientos, cada OS/OM deberá realizar, con una periodicidad de al menos de dos años o a solicitud del EOR, un estudio de requerimientos de reservas de balance y de regulación de frecuencia (Estudio de Reserva de Regulación), para la integración previsible de generación eólica y fotovoltaica en su respectiva área de control.

ii. Dicho estudio deberá realizarse con base a las perspectivas de corto plazo, del aumento del parque de generación eólico y fotovoltaico; y los recursos de generación existentes y previstos para cubrir los requerimientos de reserva de balance y de regulación de frecuencia.

iii. El estudio de Reserva de Regulación que realizará el OS/OM, tendrá un horizonte de análisis de tres (3) años y deberá determinar la viabilidad de integración de nuevas centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en sus respectivas áreas de control, desde el punto de vista de la disponibilidad y suficiencia de las reservas de balance y de regulación de frecuencia.

iv. El EOR definirá las premisas básicas y los lineamientos técnicos generales a seguir para el desarrollo del estudio de Reserva de Regulación que realizarán los OS/OM.

v. El OS/OM remitirá el estudio de Reserva de Regulación al EOR. El EOR validará que dicho estudio fue realizado conforme a las premisas básicas y los lineamientos técnicos generales definidos, a fin de considerarse como insumo para recomendar a la CRIE sobre los trámites de solicitudes de conexión a la RTR.

vi. Los iniciadores de proyectos de generación eólicas y fotovoltaicas, que soliciten su conexión a la RTR, como parte de los requisitos de trámite, deberán presentar el estudio de Reserva de Regulación vigente, realizado por el OS/OM respectivo, del área de control donde se conectará el proyecto, a efectos de demostrar la disponibilidad y suficiencia de reserva de regulación para compensar el efecto neto de la variación de frecuencia y de balance carga-generación, considerando la integración del proyecto que solicita ser conectado. La presentación del estudio será acompañada por un documento del OS/OM en el cual se avala que será implementada la reserva de regulación adicional que sea requerida, de acuerdo al estudio, e indicando los generadores que cubrirán dicha reserva.

4.12.8. Certificación, pruebas en el sitio y validación de modelos

Los iniciadores de nuevos proyectos de generación eólicos y fotovoltaicos, que soliciten su conexión a Red de Transmisión Regional, a efectos de tramitar ante el EOR y el OS/OM correspondiente, la Autorización para la puesta en servicio del proyecto, deberán presentar las certificaciones siguientes:

a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán contar con una certificación de parte del fabricante, sobre las siguientes características:

i. Capacidad de operación ante huecos de tensión, sin sufrir desconexión, cumpliendo con el requerimiento mínimo regional y las exigencias nacionales.
ii. Inyecciones de potencia reactiva durante las condiciones de falla.

Mediante las pruebas certificadas por el fabricante, se validará el modelo detallado de respuesta ante huecos de tensión, de unidades individuales y de la central completa, teniendo en cuenta los equipos adicionales de compensación de potencia reactiva que se requieren.

b) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica, mediante pruebas en sitio, sobre el equipamiento instalado de la central, deberán certificar las siguientes características:

i. Capacidad de control de voltaje y de inyección de potencia reactiva.
ii. Capacidad para modular la potencia activa a fin de contribuir a la respuesta de frecuencia primaria para las situaciones de sobre-frecuencia y sub-frecuencia.
iii. Determinación del modelo equivalente dinámico para toda la central de generación.
iv. Validación del modelo equivalente dinámico para toda la central, teniendo en cuenta, los equipos adicionales de compensación de potencia reactiva.

v. Prueba de comunicación en tiempo real según se requiere en la sección 4.12.2.b).
vi. Prueba de control de potencia activa y reactiva.
vii. Prueba de modos de control de voltaje como se requiere en la sección 4.12.5.d).
viii. Prueba de parametrización de las protecciones.

Las pruebas en sitio deben ser realizadas por terceros en presencia del desarrollador del proyecto, el OS/OM y el Agente Transmisor correspondiente.

4.13 [199]Requerimientos Específicos de Conexión a la Línea SIEPAC

4.13.1 Objeto

Establecer las responsabilidades y requisitos técnicos y económicos mínimos que se deben cumplir para las solicitudes de conexión a la Línea SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central).

4.13.2 Alcance

Los requisitos y responsabilidades establecidos en estos requerimientos mínimos son de obligatorio cumplimiento para todos aquellos interesados o agentes que soliciten la conexión al primer sistema de transmisión regional definido conforme lo establece el Anexo I del Libro III del RMER denominada la Línea SIEPAC y el artículo 15 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central; y quieran prestar o recibir el Servicio de Transmisión Regional.

4.13.3 Requerimientos

Según sea la etapa en la que se encuentre el proyecto, todos aquellos interesados o agentes que soliciten la conexión a la Línea SIEPAC deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

Etapa Diseño y Planeamiento

1. Previo a la etapa de diseño y planeamiento, para efectos de la elaboración del diseño básico de las instalaciones, la EPR deberá suministrar toda la información relativa al diseño de la línea SIEPAC requerida por el agente o interesado.

2. [200]Una vez el agente o interesado haya elaborado el diseño básico de sus instalaciones, solicitará a la EPR la "aceptación previa del diseño básico de la subestación de interconexión" para conectarse en un determinado punto de la red de transmisión de la Línea SIEPAC, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 4.5.2.1 del Libro III del RMER. Ver anexo K, literal K.2 del Libro III del RMER, para el modelo de carta.

[199] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018
[200] Modificado mediante la Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

3. La solicitud del interesado o el agente deberá estar acompañada de los siguientes documentos:

   a) Solicitud de "aceptación previa del diseño básico de la subestación de interconexión", suscrita por el interesado, agente o su representante legal de quien será el propietario del proyecto y que suscribirá eventualmente el Contrato de Conexión.

   b) Memoria de evaluación técnica y económica de la conexión a una Subestación Nueva o existente o bien a una Línea de Transmisión de algunas de las empresas de transmisión nacional. Dicha evaluación deberá demostrar que la conexión propuesta a la Línea SIEPAC es la mejor alternativa de conexión.

   c) Diseño básico de la sub estación y de los tramos de línea de conexión que son parte del diseño básico de las instalaciones, así como una descripción detallada de todo el proyecto. Dicha información será parte de los documentos que se deberán adjuntar a la Solicitud de Conexión a la Red de Transmisión Regional que se tramitará ante la CRIE.

   d) Deberá indicarse el sitio de ubicación de la conexión referenciándolo con coordenadas geográficas en el punto de conexión.

   e) Documentación idónea que acredite la calidad de quien suscribe la solicitud. En el caso de personas jurídicas deberá presentarse certificación de personería jurídica y del poder que faculta a su representante a realizar la solicitud.

4. Dentro de los quince (15) días hábiles posteriores a recibida la solicitud de aprobación previa del diseño básico de la Subestación y de los tramos de línea, luego de su respectivo análisis, la EPR emitirá sus comentarios y recomendación relacionada con la aprobación o rechazo de los mismos.

   La aprobación previa del diseño básico de la subestación, estará sujeto a lo siguiente:

   a) Cumplir con lo dispuesto en el capítulo 13 y numeral 16.1 del Libro III del RMER.

   b) Para garantizar una compatibilidad y confiabilidad de operación, el equipo de control, protección, medición y comunicaciones, deberán ser compatibles con los que tiene instalados EPR en sus bahías. El interesado o agente debe certificar que los equipos son compatibles con los de la EPR, aunque estos no sean de la misma marca. Si al momento de pruebas, se presentan dificultades técnicas con estos equipos, estas deberán resolverse por parte del interesado o el agente, debiendo desconectar sus instalaciones en prueba, dejar la línea SIEPAC operando sin la conexión y asumir los costos que para la EPR tenga la repetición de las pruebas, hasta que se solvente el problema de compatibilidad de equipos.

      El interesado o agente, deberá diseñar el sistema de control de la subestación, de forma que permita el monitoreo por parte de la EPR de las alarmas y protecciones operadas durante una falla.

c) En todos los casos debe construirse una Subestación de conexión ya que no se aceptarán conexiones en derivación directa de la línea de transmisión.

d) Para la derivación de la Línea SIEPAC a la Subestación de conexión, en todos los casos se deberán instalar torres diseñadas para tomar los esfuerzos de los vanos adyacentes del tramo existente (torre de remate) y no se permitirá la conexión directa a las torres de la Línea SIEPAC. Las torres deberán ser de los mismos tipos y calidades que las instaladas en la Línea SIEPAC.

e) En las derivaciones se dejará prevista la capacidad para albergar el segundo circuito y se le garantizará al Agente Transmisor Regional titular el uso del mismo para instalar los cables, aisladores y accesorios para construir el segundo circuito.

f) La bahía de conexión en la Subestación deberá ser de configuración de interruptor y medio, entrando la Línea SIEPAC en un extremo y saliendo en otro.

g) Deberá preverse en la subestación de conexión el espacio físico para que en el futuro se pueda colocar ahí el segundo circuito de la línea SIEPAC, lo anterior aplicará para aquellos casos según lo detallado en el inciso a), numeral I2.1, del Anexo I, del Libro III del RMER. En el Contrato de Conexión se dejará el compromiso del agente de dar derecho de uso del espacio físico al Agente Transmisor Regional titular para la instalación de la Bahía del segundo circuito SIEPAC, cuando este haya sido aprobado a ejecutarse de acuerdo a lo que establece la Regulación Regional.

h) El Agente no podrá ceder el uso de la prevista del segundo circuito en sus torres, ni en su subestación, a otra entidad que no sea la autorizada por la CRIE para la construcción del mismo.

5. La aprobación previa del diseño básico de las instalaciones será requisito para presentar la solicitud de conexión a la RTR.

6. Cualquier acuerdo comercial y forma de remunerar para uso de las instalaciones del segundo circuito en la derivación y subestación, se acordará cuando el CDMER, la CRIE y el EOR hayan determinado su construcción de conformidad con la normativa regional vigente.

Etapa Constructiva

7. El Agente o interesado deberá presentar a la EPR el diseño detallado de la ingeniería y listado de contratistas y subcontratistas que ejecutarán el proyecto de la Subestación de conexión.

8. La solicitud de conexión a la RTR debe realizarla el Agente o interesado cumpliendo lo establecido en el numeral 4.5 Procedimiento para el Acceso a la RTR y 4.7 al 4.13 del Libro III del RMER.

9. Emitida la resolución de aprobación de la Solicitud de Conexión por parte de la CRIE, se podrá proceder a la firma del Contrato de Conexión entre la EPR y el Agente o interesado donde se establecerán todos los acuerdos entre las partes.

10. El Agente o interesado deberá pagar a la EPR el Costo por Supervisión acordado siguiendo el procedimiento establecido por las partes en el Contrato de Conexión.

11. La EPR podrá negarse a realizar el servicio de supervisión mientras no se tiene el Contrato de Conexión suscrito y no ha realizado el pago del Costo por Supervisión en la forma convenida en dicho Contrato.

12. La EPR tiene derecho a realizar la Supervisión de la fase de construcción, en consecuencia nombrará un Supervisor del Proyecto de Conexión.

13. El Agente o interesado deberá cumplir con las observaciones que la Supervisión de EPR haga que sean razonables y respondan a criterios con fundamento técnico.

14. En el Contrato de Conexión que se acuerde entre el Agente o interesado de la Conexión y EPR, conforme la legislación de cada país, deberá incluirse lo relativo a: a) régimen de propiedad, b) responsabilidad de la administración, operación y mantenimiento y c) otros acuerdos a los que las partes hayan llegado.

15. Los montos de inversión que se reconozcan para este tipo de proyectos, la CRIE lo informará a los reguladores nacionales a fin de que solamente se remunere solo una vez y se cumpla con la regulación nacional.

16. Todos los costos de coordinación de protecciones, pruebas de puesta en servicio, interacción con los Agentes Transmisores nacionales, con los OS/OM´s, con el EOR y otros relacionados con la puesta en servicio; no son parte del Costo por Supervisión y serán por cuenta del Agente o interesado.

Etapa de Operación

17. La EPR no aprobará la apertura de la Línea SIEPAC para que se ejecute la conexión si la CRIE no ha aprobado la solicitud de conexión a la RTR y no se ha suscrito el respectivo Contrato de Conexión.

18. Todas las obras de conexión ejecutadas por el interesado en Alta Tensión como derivaciones de líneas y las bahías de conexión de interruptor y medio, con sus respectivos sistemas de control, protección y medición podrán pasar a administración de la EPR para su operación y mantenimiento, de conformidad con lo que acuerden las partes, en el entendido que el costo de dicha administración, operación y mantenimiento y conexos, no será parte del Ingreso Autorizado Regional.

19. Para el tratamiento para las fallas en las instalaciones de los Agentes que se han conectado a la Línea SIEPAC, se aplicará adecuadamente el régimen de calidad de servicio, que se describe en el Capítulo 6 del libro III del RMER.

5. Coordinación Técnica y Operativa de la RTR

5.1 Requerimiento de Información y Base de Datos Regional Operativa

5.1.1 El EOR desarrollará, mantendrá y administrará una Base de Datos Regional estructurada según un modelo integrado de datos, que contendrá toda la información necesaria para la operación técnica del SER y la operación comercial del MER. Con tal fin se administrarán dos Bases de Datos Regionales: Operativa y Comercial. Los detalles de la primera se definen en el presente Libro y la segunda se trata en el Libro II del RMER.

5.1.2 La información que contendrá la *Base de Datos Regional Operativa* será la establecida en éste Libro y aquella información adicional que el EOR requiera para el desarrollo de sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades. El manejo y acceso a toda la información contenida en la *Base de Datos Regional Operativa* se ajustará a lo dispuesto en el Numeral 3.3 del Libro II del RMER.

5.1.3 La *Base de Datos Regional Operativa* contendrá como mínimo todos los datos técnicos y la información necesaria para la planeación y operación coordinada del SER por parte del EOR. La *Base de Datos Regional Operativa* deberá estructurarse de tal forma que permita el almacenamiento, procesamiento, uso e intercambio de la información relevante para la ejecución de al menos los siguientes procesos:

a) Operación del SER en Tiempo Real;

b) Planeamiento Operativo y Seguridad Operativa; y

c) Planeamiento Indicativo de la expansión de la Transmisión y Generación Regional.

5.1.4 La *Base de Datos Regional Operativa* deberá actualizarse principalmente con información producida por el EOR y con la información suministrada por los *OS/OM y los Agentes*. Los plazos para la actualización de la información de la *Base de Datos Regional Operativa* serán los definidos en este Libro.

5.1.5 Los *Agentes*, en su carácter de usuarios de las informaciones de la *Base de Datos Regional Operativa*, deberán contribuir a su integración aportando al *EOR*, a través de los *OS/OM* respectivos, las informaciones técnicas que se les soliciten y cualquier otra que sea necesaria, cumpliendo con este requerimiento en los plazos y condiciones que se estipulan en este Libro.

5.1.6 El *EOR*, previa consulta con los *OS/OM*, deberá definir procedimientos de comunicación para el intercambio de información, especificando el tipo de información requerida, el formato en que los datos deben ser suministrados y los plazos en que se deberá suministrar la información. Cuando lo considere necesario el *EOR* podrá modificar los procedimientos de comunicación e informar de esto a los *OS/OM* con al menos quince (15) días de anticipación.

5.1.7 Con respecto a la información que suministren los OS/OM y a través de estos últimos los *Agentes*, con destino a la *Base de Datos Regional Operativa*, el *EOR* definirá un procedimiento de revisión y objeciones, de acuerdo con cada tipo de información, con el propósito de verificar la consistencia de la misma e identificar posibles errores de transcripción y comunicación. En todo caso, los *OS/OM* y los Agentes del mercado serán los responsables de la información suministrada al *EOR*.

5.1.8 El *EOR* mantendrá como parte de la *Base de Datos Regional* la información de la *Regulación Regional*, incluyendo el Tratado Marco y sus Protocolos, el RMER y la restante

reglamentación asociada emitida por la CRIE. Así mismo, mantendrá en la *Base de Datos Regional* los Informes Operativos y de Mercado, que se produzcan periódicamente.

5.1.9 En lo que respecta a la información técnica, la *Base de Datos Regional Operativa* deberá incluir las características técnicas y los parámetros de las líneas y los equipos de transmisión y generación, los datos de la demanda por países, las características y ajustes de las protecciones y los sistemas de control, y cualquier otra información necesaria para la realización de los estudios de seguridad operativa, planeamiento operativo, evaluación de contingencias, y diferentes simulaciones que a criterio del EOR se requieran para la operación integrada de la red regional.

5.1.10 Información a Contener

5.1.10.1 La *Base de Datos Regional Operativa* deberá mantenerse y actualizarse conforme se establece en este Reglamento. La información técnica a contener incluirá, pero no se limitará, a los siguientes grupos de datos:

a) Datos técnicos de generadores: datos y parámetros de las instalaciones de generación (unidades generadoras, turbinas, gobernadores, excitadores, etc.);

b) Datos operativos de las unidades generadoras: parámetros de arranque y parada, generación mínima, capacidad máxima, rango de regulación bajo AGC, restricciones operativas, etc.;

c) Datos de la red de transmisión y equipos asociados: características técnicas y parámetros de las líneas, transformadores, interruptores, seccionadores, capacitores, protecciones, controles, etc.;

d) Datos de Demanda: perfiles de la carga por países, proyecciones y característica de la demanda, etc.;

e) Programación de Mantenimiento: planes de mantenimiento por países de las instalaciones de transmisión y generación que afecten a la *RTR*;

f) Datos Operativos: Para cada área de control, registros diarios cada 4 segundos de: ACE no filtrado, la frecuencia programada, la frecuencia medida, la demanda, potencia de intercambio con sistemas vecinos. Declaraciones de reserva e informes operativos;

g) Seguridad *y* Planeamiento Operativo: Toda la información que el EOR considere necesaria para efectuar análisis de seguridad operativa y planeamiento operativo;

h) Reporte de Contingencias: Reportes de contingencias que afectaron la operación integrada del *SER;*

i) Informes y Estudios: Todos los informes y estudios con carácter nacional y regional elaborados por el EOR, los *OS/OM y* cualquier otra entidad o Agente; y

j) Información de los Enlaces Extra-regionales: Datos técnicos de líneas y equipos de los enlaces extra-regionales y cualquier otra información relevante para realizar estudios operativos y de planeamiento regional.

5.1.11 Requisitos a Cumplir por los OS/OM

5.1.11.1 Con relación a la *Base de Datos Regional Operativa*, los *OS/OM* deberán cumplir lo siguiente:

a) Organizar y mantener las bases de datos de los sistemas nacionales, con las características del sistema de transmisión, topología de la red de transmisión,

características y parámetros de equipos asociados a la transmisión, características y parámetros de generadores, características, perfiles y proyecciones de la demanda nacional;

b) Organizar una base de datos de la operación histórica del sistema nacional que supervisa y controla;

c) Mantener actualizados los estudios operativos de seguridad, planeamiento y de la expansión del sistema de transmisión nacional;

d) Suministrar al EOR cualquier información técnica que éste le solicite, incluyendo copias de los estudios operativos de seguridad, planeamiento y de la expansión del sistema de transmisión nacional, y;

e) Facilitar a los *Agentes* la información técnica nacional y regional que estos soliciten.

5.1.11.2 Los OS/*OM* son responsables de solicitar a los A*gentes* y validar toda la información técnica necesaria para mantener actualizada la *Base de Datos Regional Operativa*.

5.1.12 Requisitos a Cumplir por el EOR

5.1.12.1 Con relación a la *Base* de *Datos Regional Operativa*, el *EOR* deberá cumplir lo siguiente:

a) Revisar la información que suministren los *OS/OM*;

b) Centralizar toda la información técnica que suministren los OS/OM;

c) Organizar, mantener y administrar la *Base de Datos Regional Operativa* y facilitar ésta a los *OS/OM*, y a través de estos últimos, a los *Agentes*;

d) Poner a disposición de los *OS/OM* la Base de Datos Regional Operativa y los estudios regionales que el EOR lleve a cabo;

e) Velar porque la información de la *Base de Datos Regional* Operativa se mantenga actualizada; y

f) Definir los formatos para el suministro de la información de la *Base de Datos Regional Operativa* y mantener informados a los OS/OM de los mismos.

5.1.13 Actualización de Datos

5.1.13.1 Cada *OS/OM* estará obligado a mantener actualizada la información técnica con destino a la Base de Datos Regional Operativa. Entre otros, las actualizaciones deberán realizarse cuando se produzcan cambios en la demanda, en los ajustes de las protecciones y los controles, cuando se agregue o retire generación, y cuando se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional. En el caso en que un *OS/OM* no suministre al *EOR* información actualizada, el EOR utilizará la información más reciente de que disponga, hará la documentación necesaria según corresponda y notificará de esto a la *CRIE*.

5.1.13.2 Corresponde al *EOR* definir la forma y medios mediante los cuales se actualizará la información en la *Base de Datos Regional Operativa*. El *EOR* informará oportunamente a los *OS/OM* los datos que requieran ser actualizados, la manera como dicha información deberá ser enviada al *EOR* y las fechas en que los datos deberán ser suministrados.

5.1.14 Acceso a la Información

5.1.14.1 La información contenida en la *Base de Datos Regional Operativa* será de libre acceso a los *OS/OM* y a los *Agentes.* Los *Agentes* accederán a la misma por intermedio de sus respectivos *OS/OM*.

5.2 Estudios de Seguridad Operativa

5.2.1 Para efectos de la planificación de la operación del SER, el EOR deberá coordinar con los OS/OM la realización de evaluaciones periódicas de seguridad operativa. Estas evaluaciones están destinadas a verificar que la operación integrada sea segura y confiable y que se desenvolverá dentro del estricto cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

5.2.2 [201]Los estudios de seguridad operativa tendrán como objetivo determinar las medidas a ser adoptadas nacional y regionalmente para preservar la calidad, seguridad y confiabilidad regional, identificando las restricciones eléctricas esperadas en la operación del SER. Para ello, se deberá presentar la evolución esperada de la cargabilidad de los elementos de la RTR y los límites técnicos para la operación de las instalaciones, así como las violaciones a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Regionales. La seguridad operativa deberá proveer información y señales a los Agentes sobre las inversiones en generación y transmisión requeridas para mantener la calidad, seguridad y confiabilidad de la operación.

5.2.3 El EOR, en coordinación con los OS/OM, efectuará análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico, para lo cual será necesario que se disponga de un programa actualizado de análisis de redes con la capacidad de simular flujo de cargas, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica y de pequeña señal, estabilidad de voltaje y análisis de corto circuito. Los modelos deberán permitir una representación adecuada de por lo menos:

a) La RTR y todos sus componentes;

b) Las unidades generadoras con sus controles;

c) Los lazos de control de regulación secundaria de frecuencia;

d) Los efectos de los estabilizadores de potencia;

e) Las cargas de los usuarios; y

f) Los sistemas de protecciones.

5.2.4 Los Criterios regionales de Calidad, Seguridad y Desempeño por los cuales estarán gobernados los estudios, serán los definidos en el Capítulo 16 de este Libro.

5.2.5 Detalles y Tipos de Estudios

5.2.5.1 Para los tipos de estudios de seguridad operativa de corto y mediano plazo que deberá realizar el EOR, los elementos e informaciones que se deberán tener en cuenta y el alcance de los estudios, son los que se definen a continuación. Los estudios eléctricos de seguridad operativa tendrán las siguientes características:

a) Cumplirán los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, los cuales establecerán los límites operativos dentro de los cuales se enmarca el funcionamiento del sistema eléctrico y respetarán los niveles mínimos de calidad y seguridad exigidos en este Libro; y

[201] Estas restricciones y criterios operativos se reflejan, por ejemplo, en los estudios de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control, los cuales se encuentran publicados en la página web del EOR. Asimismo, los mismos están regulados en la resolución CRIE-P-19-2014, emitida el 21 de agosto de 2014.

b) Serán realizados empleando la Base de Datos Regional Operativa definida en este Libro.

Los especialistas encargados de todos los aspectos relacionados con el estudio deberán tener una capacitación adecuada y tener un buen conocimiento del programa de análisis de red que se emplee, del desarrollo de estudios de este tipo, de la definición de criterios, y de la interpretación de resultados.

5.2.5.2 Dependiendo del alcance del estudio, este podrá contener uno (1) o varios de los siguientes tipos de análisis:

a) Estudios de flujo de carga;

b) Análisis de estabilidad transitoria y dinámica;

c) Análisis de fallas (corto circuito);

d) Transitorios electromecánicos;

e) Análisis de pequeña señal (análisis modal);

f) Transitorios electromagnéticos;

g) Coordinación de protecciones;

h) Estudios de confiabilidad del sistema; y

i) Otros análisis que a criterio del EOR sean necesarios.

5.2.5.3 Para los estudios de coordinación de protecciones el *EOR* mantendrá los ajustes de protecciones informados por los *OS/OM*. El *EOR* podrá requerir ajustes más restrictivos según lo considere necesario para preservar la calidad y seguridad de la operación del SER.

5.2.6 Información Necesaria para el Desarrollo de los Estudios

5.2.6.1 Los estudios de seguridad operativa del *SER*, dependiendo de su naturaleza, deberán tener en cuenta:

a) El pronóstico de la generación y la demanda regionales;

b) Las curvas típicas de las demandas horarias;

c) Las características técnicas de las instalaciones del SER;

d) Las características técnicas de las instalaciones de los Agentes, cuya operación afecten el comportamiento del SER; y

e) Los indicadores de calidad del SER: disponibilidad histórica, modos de falla, tasas de falla y reparación, etc.

5.2.6.2 La información requerida para realizar los estudios eléctricos será, sin estar limitada a, la siguiente:

a) Características de las unidades generadoras y equipos asociados;

b) Parámetros de los modelos de los generadores, sistemas de excitación y sistema de control de velocidad; incluyendo los resultados de pruebas pertinentes que sustenten dichos parámetros;

c) Parámetros de transformadores e interruptores;

d) Datos y ajustes de las protecciones;

e) Esquemas automáticos de desconexión de carga;

f) Diagramas unifilares de las instalaciones;

g) Información sobre ampliaciones previstas de generación;

h) Programas de mantenimiento;

i) Disponibilidad histórica; y

j) Otra información que requiera el EOR.

5.2.6.3 Los *Agentes* Distribuidores y Grandes Consumidores deberán actualizar semestralmente la siguiente información y suministrar la misma a sus respectivos OS/OM:

a) Demandas previstas de energía, potencia activa y reactiva por nodo;

b) Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje;

c) Curvas típicas de demanda horaria y por estación húmeda y seca;

d) Características técnicas de las instalaciones de distribución en los puntos de conexión (transformadores, protecciones, interruptores, etc.);

e) Programas de mantenimiento; y

f) Otra información que le solicite el OS/OM respectivo.

5.2.6.4 Los *Agentes Transmisores* deberán actualizar semestralmente la siguiente información y suministrar la misma a sus respectivos OS/OM:

a) Características físicas y técnicas de las líneas de transmisión;

b) Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, transformadores, interruptores, capacitores, reactores y todo elemento que afecte el comportamiento eléctrico de la red de transmisión;

c) Esquemas automáticos de desconexión de carga y disparos transferidos;

d) Programas de mantenimiento;

e) Ampliaciones previstas de transmisión;

f) Disponibilidad histórica, modos de falla, tasas de falla y reparación de los elementos principales del sistema de transmisión; y

g) Cualquier otra información que le solicite el OS/OM respectivo.

5.2.6.5 Los OS/OM deberán actualizar semestralmente la siguiente información y suministrar la misma al EOR:

a) La información precisada en los numerales anteriores, debidamente validada;

b) Los pronósticos de mediano plazo de la demanda de sus respectivos sistemas locales. En caso de que la misma no sea suministrada a tiempo, el EOR usará la última demanda disponible, escalada por el crecimiento porcentual de la carga que corresponda;

c) Información requerida por el EOR sobre los enlaces extra-regionales;

d) Los índices de confiabilidad global de su sistema de los doce (12) meses precedentes;

e) Los detalles de las nuevas expansiones en generación y transmisión que afecten la RTR y copia de los estudios de conexión y demás análisis y recomendaciones que el OS/OM o cualquiera de los Agentes haya efectuado para evaluar la nueva condición de su sistema;

f) Copia de los estudios de seguridad operativa hechos localmente teniendo en cuenta las condiciones de operación a mediano plazo del sistema de potencia bajo control del OS/OM. Estos estudios deberán considerar el impacto de la operación interconectada de su sistema con el SER; y

g) Copia de los estudios de expansión de los sistemas que integran el SER, ya sea en generación, demanda o transmisión que por su importancia afecten al funcionamiento conjunto del SER.

La información antes listada, según corresponda, estará disponible en la *Base de Datos Regional Operativa*.

5.2.7 Resultados de los Estudios

5.2.7.1 Para cada estudio de seguridad operativa que se realice, el *EOR* deberá producir un informe técnico en donde se documenten los resultados obtenidos, y donde se muestre el comportamiento esperado. Los resultados de los estudios serán enviados por el *EOR* a los *OS/OM*.

5.2.7.2 Los *OS/OM* y los Agentes del MER podrán efectuar observaciones a los estudios publicados por el *EOR*; que en el caso de los Agentes se canalizarán a través de su respectivo *OS/OM*. Cada *OS/OM* será el responsable en su país de presentar a sus Agentes los resultados e implicaciones de los estudios regionales efectuados por el *EOR*.

5.2.7.3 Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de seguridad operativa, según corresponda al tipo de estudio, podrán incluir lo siguiente:

a) Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño;

b) Límites de voltaje en los principales nodos de la RTR;

c) Perfiles esperados del voltaje en las barras del sistema de transmisión, en condiciones normales y en estados de emergencia;

d) Estrategias para el control de voltaje;

e) La estabilidad del SER ante grandes y pequeñas perturbaciones;

f) Niveles de falla en los nodos de la RTR;

g) Tiempos críticos de despeje de fallas en la RTR;

h) Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos;

i) Necesidades de compensación reactiva en la RTR;

j) Coordinación de protecciones y medidas suplementarias en la RTR;

k) Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje;

l) Recomendaciones de instalaciones de arranque en negro para las áreas de control;

m) Reservas para regulación primaria y secundaria de la frecuencia;

n) Recomendaciones sobre otros servicios auxiliares;

o) Los límites de transferencias de potencia entre las áreas de control;

p) Restricciones eléctricas y operativas en el SER;

q) Guías para la operación de instalaciones de la RTR;

r) Recomendaciones de guías de restablecimiento, frente a eventos de gran magnitud que afecten la RTR o un área de control;

s) Consignas de operación;

t) Los índices de disponibilidad de los elementos de la RTR;

u) Estudios de confiabilidad; y

v) El análisis eléctrico del programa anual de mantenimientos y de entrada de nuevas instalaciones que afecten la RTR.

5.2.7.4 Los resultados de los análisis que realice el EOR como parte de los estudios de Planificación Operativa, según corresponda al tipo de estudio, podrán incluir lo siguiente:

a) Evolución esperada del uso de los recursos de generación de la región;

b) Evolución esperada del uso de combustibles primarios;

c) Evolución de los indicadores de confiabilidad energética del SER;

d) Intercambios esperados de energía en los enlaces entre áreas de control; y

e) Tendencia de crecimiento o decrecimiento de los volúmenes esperados de transacciones.

5.3 Criterios para la Operación en Tiempo Real

5.3.1 La RTR deberá operarse cumpliendo con los CCSD tal como se detallan en el Capítulo 16 de este Reglamento.

5.3.2 El SER deberá operarse cumpliendo con los CCSD, tal como se detalla en el Capítulo 16 de este Reglamento.

5.3.3 El EOR operará el SER en tiempo real en coordinación con los OS/OM manteniendo la calidad, seguridad y confiabilidad. La operación en tiempo real del SER se realizará con base en una coordinación jerárquica descentralizada a través de los siguientes centros de control:

a) Centro de control del EOR;

b) Centros de control de los OS/OM;

c) Centros de control de los Agentes Transmisores.

5.3.4 Toda relación operativa del EOR se hará directamente con los centros de control de los OS/OM, y sólo en situaciones de pérdida de la comunicación operativa con algún OS/OM o ante la imposibilidad de un OS/OM de cumplir sus funciones, el EOR podrá coordinar la operación con los centros de control de los *Agentes Transmisores*.

5.3.5 En la operación en tiempo real, el EOR supervisará los voltajes en los nodos de la RTR, los flujos de potencia activa y reactiva por la RTR y la frecuencia regional. Adicionalmente, el EOR coordinará las acciones necesarias para mantener calidad, seguridad y confiabilidad en la operación del SER. Cuando alguna de las variables eléctricas se encuentre fuera de los rangos de operación establecidos, el EOR coordinará con los OS/OM las acciones necesarias para llevar al SER a su condición de operación normal usando los recursos y servicios auxiliares regionales disponibles.

5.3.6 Control de Frecuencia

5.3.6.1 Los OS/OM en cada área de control, deberán mantener las reservas de potencia suficientes (primaria y secundaria), para cumplir con su obligación de balancear continuamente su generación con su demanda y con los programas de inyección y retiro del MER. Asimismo, los OS/OM deberán aportar la reserva apropiada para contribuir en la regulación de frecuencia del SER.

5.3.6.2 [202]La corrección de las desviaciones a las transacciones programadas, por área de control, las hará cada agente u OS/OM. Siempre que sea técnicamente posible, el control de los intercambios programados entre áreas de control se efectuará de forma automática mediante el AGC. Para tal efecto, las áreas de control deberán disponer de la reserva secundaria suficiente.

5.3.6.3 En caso de que en forma temporal un área de control no disponga de AGC, la corrección de las desviaciones, tanto de frecuencia como de flujos en los enlaces, se podrá efectuar manualmente. En este caso, previa coordinación con el EOR, se repartirá entre los OS/OM involucrados, la regulación de la frecuencia y el control del flujo de los enlaces.

5.3.6.4 [203]El desempeño de la regulación secundaria de cada área de control se medirá mediante la aplicación de un método basado en los criterios denominados indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS .

5.3.6.5 [204]Diariamente, el EOR realizará una evaluación del desempeño de cada área de control de acuerdo con el método señalado en el artículo anterior, establecerá el grado de cumplimiento de cada sistema, e informará a los OS/OM los resultados de las evaluaciones diarias.

5.3.7 Control de Voltaje

5.3.7.1 El *EOR* coordinará con cada *OS/OM* la operación del SER de tal forma que se mantenga el perfil de voltaje adecuado en cada nodo del sistema.

5.3.7.2 El control de voltaje en el SER se efectuará según el siguiente procedimiento:

a) Los voltajes objetivos en los nodos del SER se establecerán de acuerdo con los resultados de los estudios de seguridad operativa.

b) La disminución de voltaje se realizará siguiendo las instrucciones del EOR, mediante las siguientes acciones:

   i. Ajuste de voltajes objetivo de *Agentes* que poseen equipos de generación con efecto en los nodos del SER.

   ii. Cambio de posición de los cambiadores de derivaciones de los transformadores.

   iii. Desconexión de condensadores.

   iv. Conexión de reactores.

c) El aumento de voltaje se hará siguiendo las instrucciones del EOR, mediante las siguientes acciones:

[202] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[203] Modificado mediante Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[204] Modificado mediante Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo del 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

i. Ajuste de voltajes objetivo de *Agentes* que poseen equipos de generación con efecto en los nodos del SER.

ii. Desconexión de reactores.

iii. Conexión de condensadores.

iv. Cambio de posición de los cambiadores de derivaciones de los transformadores.

5.3.7.3 Los *Agentes* que poseen equipos de generación del SER estarán obligados a participar en el control de voltaje en modo automático, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con las curvas de capabilidad de sus generadores.

5.4 Plan de Operación ante Contingencias

5.4.1 El EOR, en consulta con los OS/OM, deberá elaborar un Plan de Operación del SER ante Contingencias, que consistirá en lineamientos generales sobre acciones a desarrollar y consultas, que le permita hacer frente a los estados operativos de emergencia derivados de contingencias en el ámbito de la RTR que comprometa el cumplimiento de los CCSD definidos en este Libro.

5.4.2 El Plan de Operación ante Contingencias procurará que una vez ocurrida una contingencia se emprendan las acciones necesarias para restablecer la RTR a un estado operativo normal en el menor tiempo posible, junto con las acciones de coordinación operativa que deberán llevarse a cabo entre el EOR y los OS/OM.

5.4.3 El EOR deberá informar a la CRIE sobre el Plan de Operación del SER ante Contingencias y deberá actualizar el Plan al menos cada año.

5.5 Reportes de Eventos, Informes de Indisponibilidad de la RTR y Operativos del SER

5.5.1 Reportes de Eventos

5.5.1.1 Toda vez que ocurra un evento que afecte la operación del SER o que provoque cambios topológicos en la RTR o variaciones de frecuencia o voltajes fuera de los rangos admisibles determinados en este Libro, el o los OS/OM involucrados en el evento deberán:

a) Notificar del evento a la brevedad posible al EOR y éste a su vez a los demás *OS/OM* y a través de éstos, a los *Agentes* de cada sistema nacional;

b) Enviar al EOR un informe preliminar, en la forma en que se indica en el Anexo C de este Libro: "Reporte de Eventos en el *SER*", detallando la secuencia de eventos ocurrida, las instalaciones que se vieron afectadas por el evento, las acciones inmediatas tomadas para el restablecimiento de la RTR a un estado de operación post-contingencia, y un diagnóstico de las causas probables del evento. Este informe deberá ser enviado al EOR dentro de las 48 horas de haber ocurrido el evento.

c) Enviar al EOR un informe final en la forma en que se indica en el Anexo C de este Libro: "Reporte de Eventos en el *SER*", con los resultados de la evaluación y análisis final del evento. Este informe deberá ser enviado dentro de los diez (10) días hábiles después de ocurrido el evento. De requerirse análisis adicionales por parte de los

OS/OM involucrados, éstos lo comunicarán al EOR y dispondrán de un plazo adicional de cinco (5) días hábiles para entregar el informe.

5.5.1.2 El Informe Final de Eventos será analizado y aprobado por el *EOR*, luego de lo cual será remitido a los *OS/OM*. Si correspondiera, la *Base de Datos Regional* será actualizada con la información relevante utilizada por el OS/OM para el análisis del evento. El informe final será archivado conjuntamente con las grabaciones de las comunicaciones operativas. Esta información estará disponible para consulta de los *OS/OM* una vez el Informe Final sea aprobado.

5.5.1.3 En el caso que el informe final del evento sea objetado por el EOR, este enviará al OS/OM sus comentarios y observaciones correspondientes, para que en el término de cinco (5) días hábiles siguientes a la notificación de la objeción, el OS/OM envíe nuevamente al EOR el informe considerando los comentarios formulados.

5.5.1.4 Si como conclusión del informe final del evento se desprende que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control de la RTR, e inclusive error humano, el Agente involucrado deberá adoptar las medidas correctivas y preventivas que correspondan, e informar detalladamente de ello al OS/OM correspondiente quién a su vez informará al EOR.

5.5.1.5 Si como conclusión del informe final del evento se desprende que existió mala gestión del OS/OM o mal funcionamiento de la supervisión y control, e inclusive error humano, el OS/OM involucrado deberá adoptar las medidas correctivas y preventivas que correspondan, e informar detalladamente de ello al EOR.

5.5.1.6 Dependiendo de la severidad del evento, el EOR podrá en coordinación con los OS/OM involucrados, realizar un análisis adicional conforme a los criterios y procedimientos indicados en este numeral, y publicar un informe asociado al evento, en donde se incluirá la información suministrada por el OS/OM involucrado y la evaluación propia del EOR, y en el cual se presenten las conclusiones y recomendaciones pertinentes, con el fin de evitar la repetición del evento o mitigar sus efectos.

5.5.2 Responsabilidades de los OS/OM

5.5.2.1 El o los OS/OM del área o áreas de control donde ocurra un evento serán los únicos responsables ante el EOR respecto de la entrega de información y datos necesarios para un total esclarecimiento de las causas del evento, debiendo éstos a su vez obtener la información necesaria de los Agentes de sus respectivos sistemas.

5.5.2.2 Como consecuencia de todo evento, los OS/OM de cada área de control afectada deberán emitir los informes conforme a lo indicado en este numeral. Si el evento involucrase a más de un OS/OM, cada uno de éstos deberá realizar un informe por separado y coordinándose adecuadamente entre ellos.

5.5.2.3 Cada OS/OM deberá reportar al EOR todas las acciones de terceras personas que causen daño al sistema de transmisión y generación regional, que puedan afectar la operación interconectada del SER, independientemente de la incidencia real de tales acciones.

5.5.2.4 Los OS/OM deberán informar al EOR sobre situaciones de riesgos potenciales severos para el SER. Dentro de esa categoría de circunstancias o posibilidades se incluirán en particular, sin limitarse a, aquellos riesgos derivados de amenaza de desastres naturales tales como inundaciones, terremotos, incendios forestales, etc.

5.5.2.5 Los *OS/OM* deberán suministrar cualquier información adicional que requiera el *EOR* asociada a los eventos, y cumplir o hacer cumplir, según corresponda, las recomendaciones de éste sobre acciones preventivas y correctivas a ser adoptadas.

5.5.3 Información a Registrar

5.5.3.1 Ante la ocurrencia de un evento los OS/OM deberán registrar, sin limitarse a, la información que se detalla en este numeral, la que será utilizada para los análisis correspondientes y la elaboración de informes. La información mínima requerida será la siguiente:

a) Causas probables del evento, incluyendo el origen supuesto del mismo, detallando si es originado en el sistema propio del OS/OM o en el de terceros;

b) Secuencia cronológica de actuaciones de alarmas y disparos;

c) Líneas y Equipos desconectados y los posibles daños sufridos por éstos;

d) Unidades de generación desconectadas y los posibles daños sufridos por éstas;

e) Carga desconectada por maniobras de emergencia;

f) Variables fuera de límites (evolución de la frecuencia, los voltajes y la potencia);

g) Actuación de las protecciones;

h) Actuación del esquema automático de desconexión de carga o de desconexión de generación;

i) Registros tomados por los equipos de protección y registradores de transitorios;

j) Registros de secuencia de eventos (SOE) sincronizados;

k) Registros, de requerirse, de comunicaciones operativas; y

l) Condiciones pre y post-falla del sistema nacional.

5.5.3.2 Adicionalmente a la información anterior, deberá incluirse toda aquella información que el *OS/OM* estime necesaria o que el *EOR* expresamente requiera para el análisis y comprensión del evento.

5.5.3.3 Respecto a datos que se requieran de otras fuentes, los *OS/OM* y los correspondientes A*gentes*, deberán utilizar la información pública más reciente de cada país o publicada por el *EOR*, disponible al momento de la elaboración de los informes, o en su defecto, la mejor proyección de que dispongan o que sea factible realizar, lo cual deberá ser específicamente mencionado.

5.5.4 Análisis de Eventos

5.5.4.1 Se definen cuatro (4) etapas para el análisis de un evento y la emisión de los informes que deberán ser enviados por el OS/OM al EOR dentro de los plazos estipulados a continuación:

a) Etapa 1 - Análisis en Tiempo Real: se deberá informar a la brevedad posible a los demás OS/OM y al EOR;

b) Etapa 2 - Análisis Preliminar: se deberá enviar informe al EOR dentro de las 48 horas después de ocurrido el evento;

c) Etapa 3 - Análisis Final: se deberá enviar informe al EOR dentro de los diez (10) días hábiles después de ocurrido el evento; y

d) Etapa 4 - Auditorias de Eventos: los plazos serán definidos por el EOR para cada caso particular.

5.5.5 Auditoría de los Eventos

5.5.5.1 Si lo considerara necesario como parte del análisis de un evento, el *EOR* podrá en coordinación con el OS/OM correspondiente, realizar auditorías a las instalaciones de los *Agentes* del sistema operado por dicho *OS/OM* o delegar en el *OS/OM* respectivo la realización de tales auditorias. El objetivo de estas auditorías será:

a) Obtener información para dejar debidamente aclaradas las causas y consecuencias de un evento ocurrido en el SER;

b) Constatar las medidas utilizadas para normalizar el SER;

c) Evaluar las responsabilidades de los actores en los eventos registrados;

d) Evaluar las acciones tomadas o a tomar por los Agentes responsables o los afectados por los eventos para evitar su repetición o mitigar su efecto; y

e) Verificar que los procedimientos internos para uso en situaciones de emergencia por parte del personal de los Centros de Control y de las subestaciones principales del SER se encuentren actualizados, disponibles y con conocimiento de su contenido por parte del personal involucrado, y que éste último cuente con la correspondiente habilitación, de requerirla, para operar las instalaciones de la RTR.

5.5.5.2 Si el *OS/*OM responsable de la preparación de los informes incumple en forma reiterada los plazos establecidos para su presentación o cualquiera de los requerimientos previstos en este numeral, el *EOR* informará de esto a la *CRIE* para que ésta decida sobre las medidas que pudieran corresponder.

5.5.6 Acciones Preventivas y Correctivas

5.5.6.1 Si lo considerara justificado para preservar la integridad de la red regional y la seguridad de ésta, el EOR podrá imponer, con carácter extraordinario, restricciones operativas transitorias a la capacidad de transmisión de la RTR y al predespacho regional.

5.5.6.2 El EOR podrá solicitar a los *OS/OM:*

a) La realización de estudios para evaluar el comportamiento del sistema nacional ante determinados eventos, incluyendo análisis de confiabilidad;

b) La realización de un programa de ensayos sobre las instalaciones de protección y control que a criterio del EOR lo requieran, así como los resultados de esos ensayos;

c) Información sobre los procedimientos e instrucciones internas de operación de los OS/OM, y de los Centros de Control y subestaciones principales de los Agentes de cada sistema nacional; y

d) Información sobre programas de mantenimiento de las instalaciones.

5.5.6.3 El *EOR* podrá requerir la realización de estudios regionales complementarios, los cuales serán realizados por éste conjuntamente con los *OS/OM*.

5.5.6.4 Si el *EOR* establece de acuerdo con los CCSD que existen instalaciones en un sistema nacional que comprometen la integridad y seguridad del SER, o que existen procedimientos que no están acordes con una adecuada operación del mismo, el EOR informará a la *CRIE*, sobre la situación existente a fin de que ésta determine la necesidad de solicitar al *OS/OM* que emprenda, en el marco de su relación con los A*gentes* de su sistema, las siguientes acciones:

a) La realización de mantenimientos preventivos y correctivos;

b) La reparación, modificación, cambio o instalación de equipos de protección y control, sistemas de supervisión, registro de información y alarmas;

c) La revisión y modificación de las instrucciones internas de operación de los Centros de Control;

d) La modificación de procedimientos que aplica el OS/OM, asociados a la operación de su sistema; y

e) Cualquier otra medida que la CRIE considere necesaria.

5.5.7 Reporte de Indisponibilidad de la RTR

5.5.7.1 Con base en la información que suministren los OS/OM, el *EOR* llevará un registro de la disponibilidad de las instalaciones asociadas a la RTR recopilando los datos históricos de fallas, totales o parciales, para líneas, transformadores, instalaciones de compensación, de protecciones e interrupción de la *RTR*. Esta información podrá ser utilizada, entre otras, para realizar estudios de confiabilidad regional.

5.5.7.2 La información histórica de fallas en la *RTR* formará parte de la *Base de Datos Regional* y deberá mantenerse el registro de por lo menos los últimos cinco (5) años. Los formatos empleados por los *OS/OM* para reportar esta información serán los definidos por el *EOR*. Cuando se requiera efectuar una modificación a dichos formatos, el *EOR* informará a los *OS/OM* con quince (15) días de anticipación.

5.5.7.3 Los *OS/OM*, a partir de la información suministrada por los *Agentes* transmisores, serán los responsables de la calidad de los datos históricos y del reporte de los mismos al EOR para su inclusión en la *Base de Datos Regional*.

5.5.7.4 A partir de la información registrada en la *Base de Datos Regional* deberán poder efectuarse las siguientes tareas:

a) Estimar tasa de fallas y tiempos de restauración para las distintas instalaciones de la RTR;

b) Caracterizar la naturaleza y distribución de frecuencia de las causas de las fallas en la RTR;

c) Desarrollar estadísticas para eventos poco frecuentes;

d) Mejorar el entendimiento de la naturaleza y causas de eventos de salidas múltiples;

e) Correlacionar la disponibilidad de instalaciones con las características de diseño de los mismos;

f) Determinar los cambios de disponibilidad a partir de una determinada fecha;

g) Desarrollar estadísticas de inapropiada operación de protecciones;

h) Calcular índices de disponibilidad de la RTR, los cuales serán publicados por el EOR regularmente; y

i) Efectuar análisis regionales de confiabilidad.

5.5.7.5 Cada *OS/OM*, a partir de la información suministrada por los *Agentes Transmisores*, llevará el registro histórico de indisponibilidades, programadas o no programadas, de la *RTR* y lo reportará al EOR para su inclusión en la *Base de Datos Regional*. Para cada registro de indisponibilidad deberá registrarse la siguiente información, sin estar limitada a:

a) Fecha y hora de ocurrencia;

b) Fecha y hora de normalización;

c) Si fue programada o no programada;

d) Tipo de indisponibilidad y la causa;

e) Identificación de la instalación de la RTR que presenta la indisponibilidad;

f) Energía no servida;

g) Agente Transmisor y OS/OM asociado;

h) Voltaje de operación;

i) Contingencias múltiples; y

j) Notas adicionales aclaratorias.

5.5.8 Informes de Operación

5.5.8.1 El *EOR* deberá mantener disponible para la *CRIE*, los *OS/OM* y los A*gentes* del *MER* los siguientes informes relacionados con la operación del SER:

a) Un informe diario de la operación del día anterior, basado en la información que reporten los OS/OM, en el cual se presente el desempeño que tuvo el SER, los eventos ocurridos que afectaron directa o indirectamente la operación de la RTR, el comportamiento de la frecuencia y de los voltajes en los nodos de la RTR, etc.;

b) Un informe mensual de operación, en el cual se incluirán los aspectos operativos más relevantes del desempeño y evolución del SER para cada mes calendario;

c) Un resumen de las transacciones realizadas por los Agentes y en conjunto por los países miembros para cada mes calendario; y

d) Un informe anual de operación, en el cual se incluirán los aspectos operativos más relevantes del desempeño y evolución del SER para cada año calendario, dicho informe deberá estar disponible antes de finalizar el mes de febrero del año inmediatamente siguiente al año que corresponde el informe. El EOR definirá la forma y medios en que presentará este informe de operación.

5.5.9 Coordinación de la Operación ante Perturbaciones o Desconexiones

5.5.9.1 En estado operativo normal, las maniobras de desconexión y conexión de instalaciones y equipos de la RTR serán coordinadas por los OS/OM con el EOR siguiendo los pasos estipulados en el Libro II del RMER.

5.5.9.2 Cuando en la operación en tiempo real se deba hacer frente a estados de operación en emergencia en la RTR, cada OS/OM y los *Agentes Transmisores* deberán aplicar el Plan de Operación ante Contingencias procediendo con las medidas y acciones de coordinación establecidas aplicables en el estado operativo en consideración.

5.5.9.3 Cuando la pérdida de uno o más elementos de transmisión o generación produzca una restricción en la capacidad operativa de transmisión de la RTR, el OS/OM deberá alertar al EOR de esta situación, de manera que se coordine a nivel regional las eventuales operaciones de redespacho destinadas a adecuar las condiciones de operación a las restricciones existentes, cumpliendo con los CCSD del SER.

5.5.9.4 En el caso que ocurran pérdidas totales de generación y carga en una o más áreas del SER que están vinculadas por medio de la RTR, cada OS/OM en coordinación con el EOR y con sus respectivos Agentes procederá a restablecer su propia red y lograr el balance entre generación y demanda en forma prioritaria. Los OS/OM coordinarán con el EOR las operaciones de sincronización de sus redes hasta integrar completamente la RTR. El EOR será el encargado de supervisar continuamente el proceso de restablecimiento de la RTR.

5.6 Inspecciones, Ensayos y Auditorías

5.6.1 Inspecciones

5.6.1.1 El OS/OM, el EOR y la CRIE podrán en cualquier momento decidir la inspección de los equipos de un Agente, previa notificación, cuyas instalaciones estén conectadas a la RTR, con los siguientes objetivos:

a) Verificar el cumplimiento de las disposiciones del presente Libro;

b) Investigar cualquier peligro potencial a la seguridad operativa y física del SER;

c) Verificar el cumplimiento de rutinas periódicas de inspección o mantenimiento de equipos críticos para la seguridad de la RTR; y

d) Realizar las auditorias técnicas que resulten de los informes de eventos.

5.6.1.2 Si un *Agente Transmisor* tuviera sospechas razonables de que algún equipo o instalaciones de otro Agente ofrecen peligro potencial a la seguridad de sus instalaciones, por incumplimiento de algunos de los numerales del presente Libro, previo a la decisión de realizar una inspección conjunta, el OS/OM dará una notificación de advertencia dirigida al Agente, para que éste realice primero una inspección por su cuenta. Realizada la inspección, el Agente deberá informar al OS/OM sobre los resultados de la misma y las acciones correctivas emprendidas, si hubiere lugar. El OS/OM, con base en los resultados de la inspección realizada por el Agente, determinará si es necesario proceder a una inspección conjunta.

5.6.1.3 El OS/OM respectivo, sea en forma directa o a solicitud del EOR o del *Agente Transmisor*, notificará al Agente la intención de inspeccionar sus instalaciones, notificación que deberá efectuarse con una anticipación no inferior a dos (2) días hábiles, indicando expresamente:

a) El nombre de las personas que lo representarán, quienes deberán estar técnicamente calificadas;

b) El día y hora de la inspección y duración esperada de la misma; y

c) El detalle de las causas de la inspección.

5.6.1.4 Ningún Agente podrá negar el ingreso a sus instalaciones de los representantes del OS/OM o del *Agente Transmisor* con instalaciones conectadas a las suyas para llevar a cabo una inspección, siempre que el Agente haya sido notificado según el numeral anterior.

5.6.1.5 El OS/OM o *Agente Transmisor* asegurará que la inspección se desarrollará dentro de los siguientes lineamientos:

a) No se causarán daños a los equipos del Agente;

b) La ubicación de equipos y vehículos, y el almacenamiento de materiales necesarios, tendrá carácter temporal;

c) Sólo se producirán las interferencias imprescindibles;

d) Se cumplirán todos los requisitos razonables del Agente en materia de seguridad, salud y normas laborales; y

e) Se cumplirán todas las normas internas del Agente relativas a permisos de trabajo y disponibilidad de los equipos, siempre que no sean utilizadas para demorar la inspección.

5.6.1.6 El *Agente*, cuyas instalaciones serán inspeccionadas, deberá designar personal técnicamente calificado para acompañar al representante del OS/OM o *Agente Transmisor* durante su permanencia en las instalaciones.

5.6.1.7 Los costos de la inspección conjunta serán cubiertos por el solicitante, salvo que durante la misma se detectaran las deficiencias que originaron la inspección, en cuyo caso los costos quedarán a cargo del *Agente* cuyas instalaciones hayan sido inspeccionadas.

5.6.2 Ensayos en Puntos de Conexión

5.6.2.1 Cuando el OS/OM, ya sea en forma directa o a pedido del EOR o de un *Agente Transmisor*, tuviera suficientes elementos de juicio para considerar que alguno de los equipos de un *Agente* no cumple con las disposiciones del presente Libro en su punto de conexión, podrá solicitarle por escrito la ejecución de ensayos sobre los equipos mencionados.

5.6.2.2 El Agente así notificado deberá ejecutar los ensayos requeridos en fecha a convenir con el solicitante.

5.6.2.3 Ambas partes deberán adoptar todas las medidas razonables para cooperar en la ejecución de los ensayos.

5.6.2.4 Los costos de los ensayos estarán a cargo del OS/OM o de la parte que los haya requerido, salvo que su resultado indicara que los equipos no cumplieran con los requisitos establecidos en el presente Libro, en cuyo caso los costos quedarán enteramente a cargo del *Agente*.

5.6.2.5 El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante que la parte solicitante deberá minimizar. El tiempo de ejecución no será computado como indisponibilidad del equipo ensayado a los efectos de la aplicación del Régimen de Calidad del Servicio.

5.6.2.6 Los ensayos deberán efectuarse según los procedimientos a acordar entre las partes, las cuales no deberán negar o demorar ese acuerdo sin razón válida. Si no se obtuviera acuerdo entre las partes, los procedimientos serán establecidos por el OS/OM conforme a los protocolos de prueba aprobados por el EOR.

5.6.2.7 El OS/OM deberá asegurarse de que los ensayos sean ejecutados por personal técnicamente calificado y cuenten con la experiencia necesaria.

5.6.2.8 El OS/OM designará un representante para presenciar los ensayos, lo cual deberá ser permitido por el *Agente*.

5.6.2.9 El *Agente* que realice los ensayos deberá:

a) Confirmar al EOR y al OS/OM con dos (2) días de anticipación la realización de los ensayos en el horario que éstos autoricen; y

b) Presentar al OS/OM, y éste al EOR, en un tiempo no mayor a un (1) mes, contado a partir de la fecha de finalización de los ensayos, los resultados y todo otro informe relativo a los mismos.

5.6.3 Ensayos en Unidades Generadoras y Equipos de Transmisión

5.6.3.1 La verificación por ensayo del comportamiento de las unidades generadoras y equipos de transmisión podrá ser requerida en los siguientes casos:

a) A solicitud del OS/OM, ya sea en forma directa o a solicitud del EOR, en cualquier momento y sujeto a no afectar el funcionamiento del SER, para confirmar los valores de las características y parámetros operativos declarados por el Agente que posee equipos de generación o por el Agente Transmisor;

b) A solicitud del OS/OM, ya sea en forma directa o a solicitud del EOR, en base al monitoreo de su comportamiento en la operación, de existir sospechas razonables de que un equipo no pudiera cumplir con las características operativas declaradas por un Agente que posee equipos de generación que lo habilitan a prestar servicios auxiliares, incluyendo entre éstas, su capacidad para arrancar en forma autónoma (arranque en negro), y cumplir con las funciones de regulación de frecuencia y voltaje; y

c) A solicitud del Agente que posee equipos de generación o del Agente Transmisor, una vez corregido el problema que hubiera obligado a una modificación temporaria de alguna característica operativa.

5.6.3.2 El *Agente* que solicite un ensayo deberá presentar su solicitud al OS/OM, el que deberá notificarlo al EOR, indicando:

a) La fecha más temprana en la cual podrá iniciarse el ensayo, la cual deberá ser como mínimo posterior en tres (3) días hábiles a la fecha de la solicitud;

b) La metodología del ensayo (protocolo aprobado por el EOR) e instrumental a utilizar;

c) La identificación del equipo a ensayar;

d) Las características operativas a ensayar; y

e) Los valores de las características operativas que deberán verificarse.

5.6.3.3 Los ensayos deberán ser efectuados por una empresa independiente y calificada por el EOR, salvo que éste acepte su ejecución por parte del OS/OM o del *Agente*. Los ensayos se realizarán de acuerdo con los protocolos aprobados por el EOR.

5.6.3.4 El costo de los ensayos ejecutados por una empresa independiente será pagado por la parte solicitante. No obstante, si el resultado de un ensayo requerido por el OS/OM indicara que el equipo no puede cumplir con las características y desempeño declarados, su costo estará a cargo del *Agente*.

5.6.3.5 El costo de los ensayos no incluirá el lucro cesante, que el OS/OM y el EOR deberán minimizar. El tiempo de ejecución del ensayo no será computado como indisponibilidad del equipo a los efectos del Régimen de Calidad del Servicio.

5.6.4 Monitoreo de Unidades Generadoras y Equipos de Transmisión

5.6.4.1 El OS/OM y el EOR deberán monitorear en cualquier momento, a través del sistema de operación en tiempo real, el comportamiento de las unidades generadoras y equipos de transmisión, comprobando si los mismos están cumpliendo con las características y desempeño declarados por los *Agentes* y con los requisitos estipulados en el presente Libro.

5.6.4.2 Si el OS/OM o el EOR detectaren el incumplimiento de alguna característica declarada, el OS/OM, en coordinación con el EOR, notificará esta situación al *Agente* correspondiente, adjuntando los elementos de prueba que disponga.

5.6.4.3 Recibida la notificación anterior, el *Agente* deberá entregar al OS/OM y al EOR, en un plazo de cinco (5) días hábiles, los siguientes elementos:

a) Una descripción detallada del problema;

b) Los valores corregidos de la característica operativa que declare y la justificación correspondiente; y

c) Una propuesta para solucionar el problema.

5.6.4.4 El OS/OM y el *Agente* deberán de tratar de alcanzar un acuerdo sobre las propuestas de este último y los nuevos valores de la característica operativa. Si el acuerdo no se obtuviera dentro de tres (3) días hábiles, el OS/OM efectuará nuevas verificaciones, o de ser necesario ordenará ensayos cuyos resultados serán utilizados para fijar los nuevos valores de las características operativas. En ambos casos el OS/OM informará al EOR acerca de la solución del problema y los nuevos valores de las características operativas.

5.7 Programación de Mantenimientos y Entrada en Operación de Nuevas Instalaciones de la RTR

5.7.1 Programación de Mantenimientos

5.7.1.1 Los modelos y resultados de los estudios de seguridad operativa y el planeamiento operativo regional serán utilizados por el *EOR* para efectuar la coordinación de los planes de mantenimiento de las instalaciones que conforman la *RTR* y así obtener un plan de mantenimiento coordinado regional. Con éste fin, los *Agentes Transmisores* deberán enviar al *EOR*, por intermedio de sus respectivos *OS/OM*, sus planes anuales de mantenimiento. De igual forma, los *OS/OM* informarán al *EOR* sobre cualquier intervención o mantenimiento que pueda afectar la *RTR* o la supervisión y control de la misma por parte del *EOR*.

5.7.1.2 El *EOR* efectuará la coordinación de los programas de mantenimientos y desconexiones asociadas a la entrada de nuevas instalaciones a la *RTR*, a fin de optimizar la operación del *MER*. El *EOR* informará a todos los *OS/OM* y a los A*gentes Transmisores*, los programas de mantenimientos para la *RTR*, incluidas sus modificaciones.

5.7.1.3 El *EOR* coordinará los programas de mantenimientos con los *OS/OM* y, de ser necesario, con los *Agentes Transmisores*, para tener en cuenta las restricciones de cada país. El plan de mantenimiento anual resultante será de cumplimiento obligatorio para los *OS/OM* y los *Agentes Transmisores*.

5.7.1.4 Las solicitudes de mantenimiento y pruebas de instalaciones deberán ser realizadas mediante el formato "*Solicitud de Mantenimiento y Pruebas en Instalaciones de la RTR - SOLMANT"*. Igualmente, las solicitudes de cancelación de mantenimiento programados deberán ser enviadas al *EOR* y coordinadas cumpliendo los requisitos aquí establecidos.

5.7.1.5 Los mantenimientos listados a continuación, debido a su naturaleza, deberán ser coordinados y aprobados en conjunto por el *EOR* y los correspondientes *OS/OM*:

a) Mantenimiento con desconexión de líneas e instalaciones de la RTR;

b) Mantenimiento de los sistemas de protección y control asociados a la RTR;

c) Mantenimientos que impliquen restricciones o limitaciones a la operación normal de líneas y demás instalaciones de la RTR;

d) Mantenimientos que indispongan o alteren las características operativas del recierre automático de los interruptores de líneas de la RTR;

e) Mantenimientos de cualquier naturaleza, inclusive en servicios de alimentación de corriente alterna o continua, durante los cuales exista riesgo de salida de servicio de líneas o instalaciones de la RTR;

f) Mantenimientos que indispongan alguno de los siguientes recursos de supervisión, medición o telecomunicación:

i. Unidades terminales remotas (parcial o total) ubicadas en la RTR.

ii. Sistemas de telecomunicaciones (módem o enlace de voz y datos).

iii. Procesadores de comunicaciones (front-end).

iv. Puntos de medición de los intercambios por los enlaces entre áreas de control y de inyecciones o retiros de energía; y

v. *AGC*, incluyendo los puntos de toma e inyección de señales.

g) Mantenimientos que modifiquen la configuración normal de las instalaciones o alteren la selectividad de las protecciones asociadas a la RTR. Tales como la apertura de interruptores de una configuración tipo interruptor y medio o configuración en anillo o la alteración del área de cobertura de la protección de distancia;

h) Mantenimientos que impliquen la posibilidad de pérdida de coordinación de disparos transferidos de la protección de líneas de la RTR;

i) Mantenimientos para pruebas y ensayos en instalaciones, incluida la conexión de nuevas instalaciones a la RTR;

j) Mantenimientos en instalaciones no asociados a la RTR pero que puedan afectar la operación de la misma; y

k) Los trabajos de mantenimiento que se realicen en instalaciones asociados a la RTR que estén fuera de servicio por cualquier razón, también deberán ser coordinados y aprobados, de acuerdo con los procedimientos aquí mencionados.

5.7.1.6 El *EOR* hará pública toda la información relacionada con los programas de mantenimiento informados por los OS/OM.

5.7.2 Clasificación

5.7.2.1 Los mantenimientos de las instalaciones asociados a la *RTR*, por su horizonte de anticipación, se clasificarán en anuales y semanales. Los formatos para registrar tanto el programa anual como semanal de mantenimientos son los definidos en el formato SOLMANT.

5.7.3 Programación Anual de Mantenimiento de Instalaciones

5.7.3.1 A partir de la información suministrada por los A*gentes Transmisores*, cada *OS/OM* enviará, a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año, los programas de mantenimientos para que el *EOR* coordine un plan anual de mantenimientos y de entrada de nuevas instalaciones pertenecientes a la *RTR*. Este plan será desagregado en forma semanal por parte del *EOR* y deberá estar disponible para los *Agentes* del *MER* a más tardar el quince (15) de diciembre de cada año. Dicho plan será de estricto cumplimiento y sólo podrá ser modificado mediante solicitud motivada del *OS/OM* al *EOR* con una anticipación mínima de quince (15) días. Para la coordinación del plan anual, el *EOR* utilizará los modelos y resultados de los análisis de S*eguridad Operativa* y del *Planeamiento Operativo.*

5.7.4 Programación Semanal de Mantenimiento de Instalaciones

5.7.4.1 El siguiente es el procedimiento para coordinar el Programa Semanal de Mantenimientos y de conexión de nuevas instalaciones a la *RTR*:

a) Los OS/OM y los Agentes Transmisores, por intermedio de su respectivo OS/OM, enviarán las solicitudes formales de mantenimiento y entrada de nuevas instalaciones al EOR. Los mantenimientos a realizar deberán ser los incluidos para la semana siguiente, a partir del lunes, en el plan anual de mantenimiento y entrada de nuevas instalaciones y los mantenimientos correctivos no incluidos en ese plan. Esta solicitud se enviará a más tardar, el miércoles de cada semana a las 12:00 horas;

b) El EOR coordinará los programas de mantenimiento de acuerdo con los análisis de seguridad operativa y del planeamiento operativo;

c) El EOR informará a los OS/OM y a los Agentes Transmisores, los mantenimientos coordinados para la semana siguiente, a más tardar el jueves de la semana en curso a las 17:00 horas;

d) El EOR, con base en los estudios de seguridad operativa, definirá las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de las instalaciones en mantenimiento o por la entrada de nuevas instalaciones y las incluirá en el predespacho del MER del día correspondiente; y

e) Si el EOR establece que con los programas de mantenimiento reportados no se preservan los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, informará sobre la ocurrencia de tal circunstancia a los OS/OM y Agentes Transmisores afectados, con el fin de que éstos reprogramen sus mantenimientos. Si pese a esto, no se logran restablecer los márgenes de seguridad, calidad y confiabilidad del SER, el EOR suspenderá o aplazará los mantenimientos que sean necesarios.

5.7.5 Formato para la Solicitud de Mantenimientos

5.7.5.1 La solicitud de mantenimiento y de entrada en servicio de nuevas instalaciones se realizará de acuerdo al formato SOLMANT, el cual será definido por el *EOR* e incluirá como mínimo:

a) El número de solicitud y la fecha en curso;

b) Si es una solicitud de inclusión o de cancelación;

c) Si la solicitud es con o sin desconexión y de tipo programado o no programado en el plan anual de mantenimiento;

d) El tipo de instalación (línea de transmisión, transformador, etc.), nivel de voltaje de la misma y subestación en la cual está localizada, siguiendo la nomenclatura de instalaciones de la RTR;

e) El día y hora prevista para el inicio y fin de la desconexión y el tiempo de reposición del servicio de la instalación, en caso de necesidad de la operación;

f) Si la instalación permanece fuera de servicio por todo el período (continuo) o si la instalación retorna a la operación en el intermedio;

g) Descripción breve del trabajo a ser realizado y las maniobras a ejecutar;

h) Para solicitudes de mantenimiento no programados, la razón para ello. Tales como, riesgo para la instalación, riesgo para la operación del SER ante la pérdida forzada de instalaciones de la RTR, etc.;

i) El nombre y cargo de la persona que solicita la intervención y la empresa a la que representa;

j) En caso de ser necesario, las consecuencias y posibles impactos que se prevén para la operación de la RTR; y

k) Las condiciones de seguridad necesarias para la ejecución de los trabajos.

5.7.5.2 Cualquier modificación al formato SOLMANT será informada por el *EOR* a los *OS/OM* y *Agentes Transmisores*, con quince (15) días de anticipación a su aplicación.

5.7.6 Coordinación de la Ejecución de Mantenimientos en Tiempo Real

5.7.6.1 Las condiciones generales para la ejecución de los mantenimientos deberán constar en el formulario SOLMANT. Los mantenimientos a efectuar diariamente serán aquellos contenidos en el plan semanal de mantenimientos y los que se declaren de emergencia para cada día.

5.7.6.2 En caso de un mantenimiento de emergencia, los trámites de solicitud y autorización podrán ser realizados verbalmente entre los operadores de los centros de control de los OS/OM y del EOR, quienes dentro de la hora siguiente, oficializarán el mantenimiento a través del formulario SOLMANT.

5.7.6.3 Las pruebas y ensayos de instalaciones de la RTR deberán ser autorizadas conjuntamente por el EOR y el correspondiente OS/OM.

5.7.6.4 Para la ejecución de los mantenimientos, la coordinación de las maniobras se efectuará conforme el procedimiento descrito en el Numeral 5.17.10 del Libro II del RMER.

5.7.6.5 La ejecución del mantenimiento sólo podrá ser iniciada luego de la autorización de los centros de control de los OS/OM y del EOR. La ejecución del mantenimiento deberá ajustarse adicionalmente a lo siguiente:

a) Además de los procedimientos definidos en este Libro, los mantenimientos y la entrada de nuevas instalaciones a la RTR deberán sujetarse a los procedimientos particulares definidos en la regulación de cada país;

b) La responsabilidad por la seguridad de las personas y los equipos durante los trabajos de mantenimiento y entrada de nuevos equipos de la RTR, será del OS/OM y del Agente Transmisor respectivo;

c) Los OS/OM deberán verificar con los Agentes Transmisores las condiciones de retorno de las instalaciones de la RTR a la operación, después de un mantenimiento y entrada de nuevos equipos de la RTR; y

d) El OS/OM informará al EOR la conclusión de los trabajos inmediatamente se den por terminados los mismos, e informará cualquier limitación o restricción resultantes.

5.7.7 Entrada en Operación de Nuevas Instalaciones

5.7.7.1 La entrada de nuevas instalaciones a la RTR deberá cumplir previamente todos los requisitos y procedimientos definidos en las Regulaciones Nacionales y en el Reglamento de Transmisión del MER.

6. Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión

6.1 Características del Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión

6.1.1 La RTR deberá ser operada manteniendo el nivel de calidad establecido en el presente Libro que surgen del cumplimiento de los Criterios de Calidad Seguridad y Desempeño, que deben ser considerados en todas las etapas de planificación y gestión de la operación. Para cumplir con este objetivo, la actividad del EOR, los OS/OM y los *Agentes* del MER deberá ser consistente con los criterios y condiciones establecidas por el presente Libro, considerando inclusive los mecanismos de auditoría y control requeridos para monitorear su cumplimiento.

6.1.2 Los equipamientos a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán cumplir con las normas de diseño establecidas en el Capítulo 16 de este Libro**.** Los equipamientos a instalar en la RTR deberán permitir la operación del SER de acuerdo a los CCSD.

6.1.3 Las instalaciones y equipamientos vinculados a la RTR deberán cumplir con los requerimientos ambientales vigentes en cada país, más los que se establezcan a nivel regional.

6.1.4 Se deberá operar la RTR y todas las instalaciones conectadas a ésta, en base a los CCSD establecidos en el Capítulo 16 de este Libro. Para ello la actividad del EOR, los OS/OM y de los *Agentes* deberá ser consistente con lo establecido por el presente Libro.

6.1.5 Todas las Ampliaciones deberán diseñarse de acuerdo con las normas de diseño del sistema de transmisión que se establecen el Capítulo 16 de este Libro

6.1.6 El EOR supervisará que la operación de la RTR se efectúe dentro de los niveles de calidad especificados en el presente Libro. En tal sentido ejecutará y hará ejecutar las acciones que estime necesarias, tanto en condiciones de operación normal como de emergencia.

6.2 Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión

6.2.1 El EOR propondrá a la CRIE los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión, los cuales serán usados para el cálculo del Valor Esperado por Indisponibilidad (VEI), para cada elemento de la RTR. Los Objetivos de Calidad deberán ser establecidos para:

a) Líneas de transmisión:
   i. Indisponibilidad programada:
   Líneas de 60 a 138 kV: en horas/año/100 km y salidas/año/100 km
   Líneas de 200 a 230 kV: en horas/año/100 km y salidas/año/100 km
   ii. Indisponibilidad forzada:
   Líneas de 60 a 138 kV: en horas/año/100 km y salidas/año/100 km

Líneas de 200 a 230 kV: en horas/año/100 km y salidas/año/100 km

b) Transformadores:
Indisponibilidad programada: en horas/año/unidad y salidas/año/unidad
Indisponibilidad forzada: en horas/año/unidad y salidas/año/unidad

c) Equipos de conexión:
Indisponibilidad programada: en horas/año/unidad y salidas/año/unidad
Indisponibilidad forzada: en horas/año/unidad y salidas/año/unidad

d) Equipos estáticos de compensación:
Indisponibilidad programada: en horas/año/unidad y salidas/año/unidad
Indisponibilidad forzada: en horas/año/unidad y salidas/año/unidad

6.2.2 Los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión, establecen el número de indisponibilidades anuales y el tiempo total que una instalación está indisponible que son considerados como aceptables. El EOR propondrá a la CRIE los valores iniciales de los objetivos que tendrán validez por un (1) año, debiendo ser sustentados en base a análisis específicos, que tomarán como referencia valores internacionales de empresas que operan y mantienen en forma eficiente sus instalaciones, debidamente corregidos por las características locales de las instalaciones de la RTR (salinidad, nivel isoceráunico, etc.). Al vencimiento del año de aplicación de los valores iniciales, el EOR propondrá a la CRIE los valores finales de los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión basados en los resultados de los estudios de Seguridad Operativa según lo establece el numeral 5.2 de este Libro. Posteriormente los valores de los objetivos deberán ser revisados cada cinco (5) años por la CRIE.

6.2.3 El EOR establecerá el procedimiento para el registro de las indisponibilidades que le deben ser reportadas por los OS/OM, en el cual se detallará las instalaciones a reportarse, las causas de la indisponibilidad, la clasificación de los causales: fuerza mayor y caso fortuito, la medición del tiempo y los casos especiales.

6.3 Compensaciones por Indisponibilidad

6.3.1 El objetivo del Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión es incentivar la disponibilidad de las instalaciones y su operación adecuada. El Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión reconoce como parte del Ingreso Autorizado Regional (IAR) de cada *Agente Transmisor* al VEI, y establece un régimen de compensaciones ante cada indisponibilidad, el cual se detalla en este Capítulo. El régimen será común para todas las instalaciones de transmisión que pertenecen a la RTR. Las compensaciones serán descontadas directamente del Ingreso Autorizado Regional que corresponde al *Agente Transmisor* propietario de la instalación que sufrió la indisponibilidad.

6.3.2 Las regulaciones nacionales deberán ser adecuadas, de tal forma que eviten que un *Agente Transmisor* pague otras compensaciones por la indisponibilidad y reciba otro ingreso equivalente al VEI de una instalación que lo previsto en este Capítulo.

6.3.3 El Descuento por Indisponibilidad de las instalaciones considera los siguientes aspectos:

a) La duración de la indisponibilidad

b) El número de indisponibilidades.

c) Si se trata de una indisponibilidad programada o forzada; y

d) El nivel de tensión de la línea de transmisión que tuvo la indisponibilidad.

6.3.4 En el cálculo del VEI y en los Descuentos por Indisponibilidad (DPI) se tomará en cuenta todas las indisponibilidades, considerando el numeral 6.4.

6.3.5 El monto del Valor Esperado por Indisponibilidad de una instalación se definirá como el producto de las compensaciones establecidas en el Numeral 6.4 por los valores de indisponibilidad previstos en los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión. El Valor Esperado por Indisponibilidad será incorporado al Ingreso Autorizado Regional de cada *Agente Transmisor*, tal como se detalla en el Numeral 9.2.1 de este Libro.

6.3.6 El Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión se medirá sobre la base de la disponibilidad real de las líneas de transmisión, equipos de conexión, compensación estática y transformación y sus capacidades asociadas.

6.4 Régimen de Compensaciones

6.4.1 Condiciones de Indisponibilidad

6.4.1.1 Todo elemento asociado al Servicio de Transmisión en la RTR que se encuentre indisponible como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto por el EOR, será considerado en condición de Indisponibilidad Programada.

6.4.1.2 Todo elemento asociado al Servicio de Transmisión en la RTR que se encuentre indisponible sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el EOR, o por un OS/OM con autorización del EOR, o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada.

6.4.1.3 Si el *Agente Transmisor* realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el elemento debe estar desconectado por exigencias operativas, de acuerdo al predespacho, no se aplicará ninguna compensación. Estas indisponibilidades se denominan Indisponibilidades No Compensables.

6.4.2 Índice de Compensación Horaria

6.4.2.1 [205]La Compensación Horaria de una instalación será igual a su Costo Estándar Anual dividido por el número de horas al año (8760).

6.4.3 Valor de los Descuentos por Indisponibilidad de Líneas de Transmisión

6.4.3.1 El Descuento por Indisponibilidad (DPI) de líneas de transmisión será de la siguiente forma:

a) Indisponibilidad Programada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria * 1.0
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria *1.0

b) Indisponibilidad Forzada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria* 1.1
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria * 1.1

El DPI no se aplicará si la indisponibilidad es menor de diez (10) minutos.

[205]De conformidad con lo establecido en el resuelve sexto de la Resolución CRIE-06-2017, de 09 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017 y adicionado mediante Resolución CRIE-17-2017, de 05 de mayo de 2017, el cargo de compensación horaria de la RTR, relacionado con los objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión, de forma transitoria, será igual a cero (0).

6.4.3.2 Cuando existiesen reducciones de la capacidad de transmisión, entendiéndose por tales las limitaciones parciales de la capacidad de transmisión de una línea, se aplicarán los Descuentos por Indisponibilidad Forzada o Programada según corresponda, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad de transmisión reducida y la capacidad de transmisión operativa. La capacidad de transmisión reducida será verificada por el EOR en base a los CCSD. De esta forma la fórmula que se aplica a las DPI calculadas es la siguiente:

DPIr = DPI * (1 – CTReducida/CT).

6.4.4 Valor de los Descuentos por Indisponibilidad de Transformadores

6.4.4.1 El Descuento por Indisponibilidad de transformadores será de la siguiente forma:

a) Indisponibilidad Programada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria * 1.0
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria *1.0

b) Indisponibilidad Forzada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria* 1.1
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria * 1.1.

6.4.4.2 Cuando existiesen reducciones de la capacidad de un transformador, se aplicarán las compensaciones por Indisponibilidad Forzada o Programada según corresponda, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre la capacidad reducida del transformador y su capacidad nominal. La capacidad reducida del transformador será verificada por el EOR en base a los CCSD. De esta forma, la fórmula que se aplica a las DPI calculadas es la siguiente:

DPIr = DPI * (1 – CTRReducida/CTR).

6.4.5 Valor de los Descuentos por Indisponibilidad de Equipos de Conexión

6.4.5.1 El Descuento por Indisponibilidad (DPI) de equipos de conexión será de la siguiente forma:

a) Indisponibilidad Programada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria * 1.0
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria *1.0

b) Indisponibilidad Forzada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria* 1.1
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria * 1.1.

6.4.6 Valor de los Descuentos por Indisponibilidad de Equipos de Compensación Estática

6.4.6.1 El Descuento por Indisponibilidad (DPI) de equipos de compensación estática será de la siguiente forma:

a) Indisponibilidad Programada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria * 1.0
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria *1.0

b) Indisponibilidad Forzada:

DPI = Horas de Indisponibilidad * Compensación Horaria* 1.1
DPI = Número de salidas * Compensación Horaria * 1.1

6.4.6.2 Cuando existiesen indisponibilidades parciales de los equipos de compensación estática se aplicarán los Descuentos por Indisponibilidad Forzada o Programada según corresponda, afectadas por un coeficiente de reducción, calculado como la unidad menos el cociente entre los MVAR disponibles y los MVAR nominales. De esta forma, la formula que se aplica a las DPI calculadas es la siguiente:

$$DPIr = DPI * (1 – MVAR\ disponibles/MVAR\ nominales).$$

6.4.7 Aplicación de los Descuentos

6.4.7.1 El EOR será responsable de calcular cada mes los descuentos que corresponden a cada *Agente Transmisor*, procediendo a descontarlos directamente de su Ingreso Autorizado Regional correspondiente a ese mes, tal como se detalla en el Capítulo 12 de este Libro.

6.4.7.2 Cada *Agente Transmisor* deberá confirmar al respectivo OS/OM, y éste al EOR, las causas y la duración de la indisponibilidad del elemento de su propiedad que forme parte de la RTR, a mas tardar 24 horas a partir del hecho que la produjo.

6.4.7.3 El EOR establecerá los descuentos en base a la información que le comuniquen los *Agentes Transmisores* a través de OS/OM o en base a sus propios registros.

6.4.7.4 En los primeros diez (10) días de cada mes el EOR deberá informar a los OS/OM, y éstos a los *Agentes Transmisores*, el monto de los descuentos por falta de cumplimiento del Régimen de Calidad de Servicio de Transmisión que corresponde aplicarle a su Ingreso Autorizado Regional. Estos informes deberán identificar los eventos que dieron origen a cada descuento, y la fuente de información que utilizó el EOR para identificar el evento sujeto a descuento.

6.4.7.5 [206]A través del OS/OM respectivo, los *Agentes Transmisores* podrán interponer el recurso de reconsideración ante el EOR, dentro de los diez (10) días hábiles después de recibido el informe, si consideran que el descuento fue incorrectamente aplicado, aportando la información que justifique su petición. El hecho que se solicite una revisión no evitará que el EOR efectúe los descuentos del Ingreso Autorizado Regional asociado.

6.4.7.6 [207]El EOR deberá evaluar el recurso de reconsideración, y en caso de aceptarlo, deberá corregir la situación introduciendo la compensación que oportunamente fuera descontada del Ingreso Autorizado Regional, como un crédito en la Cuenta de Compensación de Faltantes del *Agente Transmisor*.

6.4.7.7 [208]En caso de denegar el recurso de reconsideración, el EOR deberá informar, dentro de los plazos establecidos al efecto para su resolución, por escrito al *Agente Transmisor*, a través del OS/OM, justificando los motivos.

6.4.7.8 [209]

6.4.7.9 [210]

6.4.7.10 Trimestralmente el EOR informará a la CRIE las indisponibilidades de los elementos de cada *Agente Transmisor* y los descuentos aplicados.

6.4.7.11 El monto máximo de descuentos que se puede aplicar a un *Agente Transmisor* es el Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI).

---

[206] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[207] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[208] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[209] Derogado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[210] Derogado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

6.5 Aplicación Progresiva del Régimen de Calidad del Servicio

6.5.1 El valor del Índice de Compensación Horaria se aplicará en forma progresiva, de acuerdo al siguiente cronograma:

a) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, por el primer año, se aplicará el cero por ciento (0%) de la Compensación Horaria.

b) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, por el segundo año, se aplicará el treinta y tres por ciento (33%) de la Compensación Horaria.

c) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, por el tercer año, se aplicará el sesenta y seis por ciento (66%) de la Compensación Horaria

d) Para instalaciones existentes al momento de la vigencia de este Reglamento, a partir del cuarto año, se aplicará el cien por ciento (100%) de la Compensación Horaria.

e) Para instalaciones nuevas las compensaciones previstas se aplicarán a partir del séptimo mes posterior a la puesta en servicio comercial.

7. Servicios Auxiliares

7.1 Generalidades

7.1.1 En este capítulo se definen los procedimientos para establecer los requerimientos de los servicios auxiliares regionales necesarios para la operación del SER dentro de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Los servicios auxiliares que se prestan a nivel regional, deberán ser suministrados por los *Agentes* como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no serán objeto de transacciones ni de remuneración.

7.1.2 En la operación del SER, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, determinarán los requerimientos de servicios auxiliares regionales. Por lo tanto, en consonancia con tales criterios y como resultado de los estudios de seguridad operativa se establecen los requerimientos de los servicios auxiliares bajo condiciones de operación del SER en estado estable y ante emergencias, los requisitos técnicos a cumplir para aportar estos servicios y la forma como se verificará el cumplimiento de los mismos.

7.1.3 Se definen los siguientes servicios auxiliares que deberán ser suministrados por los *Agentes* según los requerimientos que establezca el EOR, coordinado con cada uno de los OS/OM en sus respectivas áreas de control:

a) Reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia;

b) Suministro de potencia reactiva;

c) Desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje; y

d) Arranque en negro.

7.2 Requisitos Técnicos

7.2.1 Regulación Primaria de Frecuencia

7.2.1.1 El EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo, los requerimientos de potencia activa para regulación primaria de la frecuencia y los requisitos más apropiados para la prestación de la misma, con el fin de que cada área de control mantenga el balance entre su generación y su demanda. Su suministro es de carácter obligatorio por parte de los *Agentes* que poseen equipos de generación, y los OS/OM serán los responsables de coordinarlo.

7.2.1.2 Cada OS/OM deberá mantener como mínimo la reserva de potencia activa que establezcan los estudios de Seguridad Operativa Regionales en relación a la regulación primaria de frecuencia. Será un compromiso de todos los OS/OM velar porque los *Agentes* que poseen equipos de generación de sus respectivos sistemas mantengan sus reguladores de velocidad libres, en modo regulación.

7.2.1.3 Los OS/OM deberán tener en cuenta el cumplimiento de los requisitos de reserva de potencia activa definidos arriba, al momento de realizar el predespacho nacional y al informar las ofertas de retiro e inyección al MER.

7.2.1.4 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

7.2.1.5 Ante un incumplimiento por parte de un *Agente* en la prestación del servicio de regulación primaria de la frecuencia, el OS/OM lo informará al EOR y a la CRIE.

7.2.2 Regulación Secundaria de Frecuencia

7.2.2.1 El EOR determinará según los estudios de seguridad operativa regionales de mediano plazo, los requerimientos de potencia activa para regulación secundaria de la frecuencia y los requisitos más apropiados para la prestación de la misma con el fin de preservar la calidad y seguridad operativa del SER. Su suministro es de carácter obligatorio por parte de los *Agentes* que poseen equipos de generación y los OS/OM serán los responsables de coordinarlo.

7.2.2.2 Los *Agentes* en cada área de control serán los responsables de mantener las inyecciones y retiros programados y los OS/OM de controlar los intercambios programados entre áreas de control y de contribuir al control de la frecuencia en el SER. En consecuencia, los OS/OM en cada área de control deberán disponer, como mínimo, de la reserva de potencia activa que establezca el EOR para la regulación secundaria de frecuencia.

7.2.2.3 Diariamente los OS/OM deberán enviar al EOR declaraciones de reservas primaria, secundaria y de contingencia. Los OS/OM deberán informar al EOR las unidades bajo control del AGC y las bandas de regulación de dichas unidades.

7.2.2.4 Cada OS/OM será responsable de habilitar o deshabilitar las unidades generadoras para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, según cumplan o no los requisitos exigidos para prestar este servicio.

7.2.2.5 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia por parte de los *Agentes*.

7.2.2.6 Ante un incumplimiento por parte de un Agente en la prestación del servicio de regulación secundaria de la frecuencia, el OS/OM lo informará al EOR y a la CRIE

7.2.3 Potencia Reactiva

7.2.3.1 El EOR determinará según los estudios de Seguridad Operativa regional de mediano plazo, los requerimientos de potencia reactiva en el SER. Su suministro es de carácter obligatorio por parte de los *Agentes*, y los OS/OM serán los responsables de coordinarlo.

7.2.3.2 Cada OS/OM en su área de control deberá operar sus recursos de potencia reactiva, tanto inductiva como capacitiva, para asegurar que los niveles de voltajes en el SER se mantengan dentro de los límites establecidos bajo condiciones de operación del sistema en estado estable, y poder hacer frente a las contingencias.

7.2.3.3 Cada OS/OM verificará que todos los *Agentes* que poseen equipos de generación cuya producción pueda influir en la operación del SER mantengan los reguladores automáticos de voltaje de las unidades generadoras conectados y en modo de control de voltaje.

7.2.3.4 El EOR identificará la necesidad de contar con instalaciones adicionales para el suministro de potencia reactiva por parte de los sistemas nacionales, así como las estrategias de control de voltaje aplicables en la operación del SER.

7.2.3.5 Las inversiones en la RTR destinadas a la compensación reactiva serán determinadas de acuerdo al Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (SPTR).

7.2.3.6 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de potencia reactiva.

7.2.3.7 Ante un incumplimiento por parte de un Agente en la prestación del servicio de potencia reactiva, el OS/OM lo informará al EOR y a la CRIE.

7.2.4 Desconexión de Carga

7.2.4.1 El EOR determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo, los requerimientos de operación del esquema regional de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje. Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los *Agentes*, y los OS/OM serán los responsables de coordinarla.

7.2.4.2 Como resultado de los estudios de seguridad operativa el EOR determinará el número de etapas a implementar a nivel regional, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y la temporización de las etapas. Será responsabilidad de cada OS/OM el determinar las etapas locales y el correspondiente porcentaje de carga a desconectar.

7.2.4.3 El OS/OM tomará las medidas necesarias para asegurar que se provea y opere la capacidad necesaria de desconexión automática de carga por baja frecuencia. Cada OS/OM deberá habilitar el porcentaje asignado de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia.

7.2.4.4 El esquema regional de desconexión de carga por baja frecuencia deberá estar coordinado con los siguientes esquemas:

a) Sistemas de protección y control de los Agentes que poseen equipos de generación;

b) El control de regulación secundaria de frecuencia;

c) Los esquemas y estrategias de control de voltaje regionales;

d) Guías regionales y nacionales de restablecimiento;

e) Sistemas de control y protección de la red de transmisión; y

f) Cuando corresponda, los sistemas eléctricos vecinos al SER.

7.2.4.5 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de desconexión automática de carga.

7.2.4.6 Ante un incumplimiento por parte de un *Agente* en la prestación del servicio de desconexión de carga, el OS/OM lo informará al EOR y a la CRIE.

7.2.5 Arranque en Negro

7.2.5.1 Cada OS/OM en sus respectivas áreas de control deberá contar con sus propias facilidades de arranque en negro. Dichos recursos serán considerados en las guías de restablecimiento.

7.2.5.2 En caso de darse una condición de cero voltaje en un área de control o parte de ella, y ésta solicite el apoyo de las áreas de control vecinas para el restablecimiento, el OS/OM coordinará a través del EOR la prestación del apoyo mediante la energización de las líneas de interconexión respectivas.

7.2.5.3 Los OS/OM serán los responsables de verificar que sus sistemas cuenten con los equipos necesarios para arranque en negro, y de efectuar mediante pruebas de disponibilidad o mediante eventos en los que se requiera su utilización.

7.2.5.4 Cada OS/OM será el responsable de efectuar el seguimiento al desempeño del servicio de arranque en negro, lo cual podrá incluir la ejecución de pruebas de disponibilidad, tiempos de arranque, sincronización y toma de carga asociados a los recursos que están prestando este servicio.

7.2.5.5 Cada OS/OM reportará al EOR los equipos disponibles de arranque en negro en cada área de control, para ser considerados en la guía regional de restablecimiento que elabora el EOR en el marco de los estudios de seguridad operativa.

7.2.5.6 Ante un incumplimiento en la prestación del servicio de *arranque en negro*, el *OS/OM* lo informará al *EOR* y a la CRIE.

7.2.6 Monitoreo del Desempeño

7.2.6.1 El EOR deberá mantener un permanente seguimiento del desempeño de los servicios auxiliares en cada área de control con el objeto de monitorear la calidad en la prestación de dichos servicios y servir de evidencia para establecer incumplimientos en la prestación de los mismos. Con este fin, el EOR utilizará los registros de su SCADA y podrá solicitar a los OS/OM el suministro de los registros disponibles. En esta labor participarán activamente los OS/OM, quienes serán los responsables de monitorear y efectuar el seguimiento en sus respectivos sistemas.

7.2.6.2 Cada OS/OM verificará que todos los *Agentes* que poseen equipos de generación proveedores de reserva rodante de regulación primaria de frecuencia provean tal regulación de acuerdo con el criterio establecido de desempeño, incluyendo el alcanzar la potencia activa requerida dentro y durante los límites especificados de tiempo. El OS/OM mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo e informará al EOR mensualmente sobre el desempeño de este servicio.

7.2.6.3 Para toda variación pronunciada de frecuencia mayor o igual a 0.2 Hz, el OS/OM medirá y registrará los valores de potencia activa generada para todas las unidades generadoras. Los valores de potencia activa, registrados cada cuatro (4) segundos, se recuperarán de los registros durante un (1) minuto antes y un (1) minuto después del comienzo del evento que dio lugar a la variación de frecuencia. El cumplimiento estará dado por la comparación entre la respuesta real y la esperada. En caso que el OS/OM detecte que una unidad generadora incumplió con su aporte comprometido a la regulación primaria de frecuencia lo informará al EOR y a la CRIE.

7.2.6.4 Cuando le sea solicitado, el OS/OM deberá informar al EOR sobre los parámetros de estatismo y bandas muertas para la regulación primaria de frecuencia de cada una de las unidades generadoras de su sistema.

7.2.6.5 Cada OS/OM efectuará un seguimiento al desempeño de la provisión de la reserva rodante para regulación secundaria de frecuencia y de la calidad y disponibilidad del control AGC y mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Se enviarán al EOR diariamente los datos para evaluar el desempeño del AGC.

7.2.6.6 Para evaluar este servicio, cada OS/OM tendrá en cuenta, además de la magnitud requerida de la reserva para regulación secundaria de frecuencia, los parámetros de desempeño de su AGC: retardos máximos permitidos, velocidad de respuesta, bandas muertas, desempeño de las unidades terminales remotas y del canal de comunicaciones con su centro del control y coherencia entre la respuesta esperada de las unidades generadoras frente a las señales del AGC y la respuesta real.

7.2.6.7 Los *Agentes* que poseen equipos de generación deberán informar al OS/OM cualquier modificación en sus máquinas o centrales habilitadas para regulación secundaria de frecuencia. Si dicha modificación significa que deja de cumplir con cualquiera de los requisitos necesarios, el OS/OM deberá informarlo al EOR.

7.2.6.8 En la operación en tiempo real, cuando una unidad generadora tenga una disminución de su rango disponible para regulación secundaria de frecuencia, el Agente deberá informar inmediatamente el nuevo valor al OS/OM, quien deberá a su vez informarlo al EOR.

7.2.6.9 Cada OS/OM y el EOR deberá realizar registros de frecuencia cada cuatro (4) segundos para controlar que la calidad de la regulación de frecuencia sea consistente con la reserva rodante disponible y, en caso de detectar desviaciones, podrá auditar la respuesta de las máquinas disponibles para regulación secundaria de frecuencia.

7.2.6.10 En caso que el OS/OM detecte que una unidad generadora no cumple con su aporte comprometido a la regulación secundaria de frecuencia, aplicará lo previsto en la regulación nacional e informará al EOR y a la CRIE.

7.2.6.11 Cada OS/OM verificará que sus *Agentes* estén cumpliendo con el servicio de suministro de potencia reactiva y mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Cuando sea solicitado, los OS/OM informaran al EOR sobre el cumplimiento y desempeño de este servicio.

7.2.6.12 El OS/OM verificará que las unidades generadoras operen con el regulador automático de voltaje habilitado, a menos que surja la necesidad justificada de operar transitoriamente en modo manual, por condiciones detectadas por el *Agente* o el mismo OS/OM.

7.2.6.13 Los *Agentes* que poseen equipos de generación deben enviar al OS/OM una copia de la curva de capabilidad de cada una de sus unidades. En caso de no hacerlo, el OS/OM las fijará de acuerdo con características típicas, tomará como disponible los reactivos indicados por dichas características e informará al EOR y a la CRIE.

7.2.6.14 Los *Agentes Transmisores* deben enviar al OS/OM respectivo los rangos de operación y restricciones asociadas a los equipos que disponen para el control de voltaje y el suministro de potencia reactiva.

7.2.6.15 En caso que un OS/OM detecte que un suministrador de potencia reactiva no está cumpliendo con su obligación para proveer dicho servicio lo informará al EOR y a la CRIE.

7.2.6.16 El OS/OM verificará que sus *Agentes* estén cumpliendo con el servicio de desconexión automática de carga por baja frecuencia definido por el EOR, y mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Para evaluar el desempeño de este servicio se aplicará el siguiente procedimiento por parte de los OS/OM:

a) En los eventos ocurridos para los cuales actuó o debió actuar el esquema de desconexión de carga, deberán calcularse la desconexión de carga efectivamente realizada y la desconexión teórica que debió realizarse de acuerdo con la magnitud del evento, utilizando los resultados de los estudios;

b) Si la diferencia entre la magnitud teórica de la desconexión y la desconexión real es mayor al cinco por ciento (5%), se considerará que hubo incumplimiento en el servicio de desconexión de carga y deberá documentar las razones de tal incumplimiento; y

c) Reportar al EOR el desempeño del esquema de desconexión como parte de los informes de eventos definidos en este reglamento.

7.2.6.17 Ante eventos en los que se requiera el servicio de arranque en negro, los OS/OM informarán al EOR el desempeño del mismo como parte de los informes de eventos definidos en este Libro.

7.2.6.18 El incumplimiento por parte de un *Agente* en la prestación de los servicios auxiliares definidos en este Libro, sin causas justificadas y aceptadas por la CRIE como válidas, lo cual pone en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad de la operación del SER, será considerado como infracción y acarrea las sanciones contempladas en el Libro IV del RMER.

7.2.6.19 En caso de que a un *Agente* se le impute un incumplimiento, éste podrá aportar al OS/OM las pruebas pertinentes del desempeño de sus equipos.

8. [211]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 Periodo 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 Derecho Firme está siempre asociado a un Contrato Firme 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 y el derecho a percibir o la obligación de pagar según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DF menos el producto del Precio Nodal por la Potencia

[211] Mediante Resolución CRIE-P-17-2012, emitida el 08 de octubre de 2012, se suspendieron temporalmente dichos derechos de transmisión. Mediante Resolución CRIE-P-04-2014, emitida el 06 de marzo del 2014, se aprobó un *Mecanismo Transitorio para la asignación de los Derechos Firmes de Transmisión en los contratos con prioridad de suministro*, mediante el cual se definen los *contratos con prioridad de suministro*. Mediante Resolución CRIE-46-2015, del 11 de noviembre de 2015, se aprobó el *Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes.* Modificado por la Resolución CRIE-7-2017, de 09 de marzo de 2017. Mediante Resolución CRIE-P-26-2014, se aprobó el *Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes*. La Resolución CRIE-P-20-2015, de 25 de junio de 2015, modificó los literales D8 y D9 de Anexo 2 del *Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes*.

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

8.1.3 Un Derecho Financiero Punto a Punto es un DT que asigna a su Titular el derecho a percibir o la obligación de pagar según el resultado de la diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DFPP menos el producto del Precio Nodal 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.

$$Valor_del_DFPP = MW_r \times PN_r - MW_i \times PN_i$$

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. 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 Los *Agentes Transmisores* tienen derecho a percibir el CVT de la correspondiente instalación de la RTR después de descontar los pagos a los titulares de Derechos de Transmisión de acuerdo al Anexo D, Capítulo 9 "*Descuento del CVT de cada instalación de la RTR de los montos que se destinan al pago de DF o DFPP*". En caso que estos derechos sean asignados a nuevos titulares a través de las subastas de DT, los *Agentes Transmisores* tendrán derecho percibir la parte proporcional de los ingresos que se recolecten en estas subastas, de acuerdo a los procedimientos que se establecen en el Numeral 8.2 de este Libro.

8.1.7 La titularidad de los DT se basará en los siguientes criterios:

a) Compradores de DT en las subastas organizadas por el EOR: Los *Agentes*, excepto Transmisores, que adquieran DT en las subastas periódicas organizadas por el EOR. Vencidos los plazos por los que se otorgan DT en las subastas, los mismos expiraran. Las subastas consideraran la entrada de ampliaciones de la RTR y los cambios en la formulación de la Prueba de Factibilidad Simultánea.

b) Compradores de DT a otros Titulares: Los *Agentes*, excepto Transmisores, que compren DT a Titulares de los mismos mediante transacciones bilaterales, con las restricciones de titularidad que se establecen en el Numeral 8.1.5 de este Libro. A su vez estos Titulares podrán ofrecer los DT que poseen en las subastas periódicas de DT que organiza el EOR o en transacciones bilaterales.

8.1.8 Los DT serán considerados como derechos de uso o financiero, con las condiciones especificadas en el Numeral 8.1.7.

8.2 Organización de las Subastas de Derechos de Transmisión

8.2.1 El EOR organizará subastas mensuales de DT. 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-periodos de n-meses determinados por la entrada en operación de las ampliaciones de la RTR y 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 más de un (1) año, y modificar la frecuencia de las subastas.

8.2.2 El EOR pondrá a disposición en las subastas la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR considerando los DT asignados, las contingencias y los mantenimientos programados.

8.2.3 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 los meses en 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.

8.2.4 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.

8.2.5 El EOR anunciará cada mes de octubre las fechas en que se realizarán las subastas durante todo el año siguiente.

8.2.6 Con un mes de anticipación a cada subasta, el EOR pondrá a disposición de todos los interesados la siguiente información:

a) Los nodos de la RTR donde se pueden presentar ofertas de compra-venta de DT;

b) Las ecuaciones y parámetros que definen la Prueba de Factibilidad Simultanea, aclarando en los términos independientes cual es la capacidad operativa de transmisión original de cada vínculo, y la capacidad operativa de transmisión remanente al considerar los DT ya asignados, que será usada para definir el término independiente en la PFS en cada subasta. En las subastas de DT anuales, las ecuaciones que definen la PFS podrán ser distintas cada mes con el objeto de reflejar los mantenimientos en la RTR. En las subastas anuales se harán simultáneamente subastas para sub-periodos de n-meses de acuerdo a la entrada en operación de ampliaciones de la RTR y al cambio de formulación de la PFS;

c) Las proyecciones de los precios nodales para los períodos en los que se realizarán las subastas, junto con las hipótesis e información utilizada para estas proyecciones, basadas en el planeamiento operativo de mediano plazo, suponiendo que el MER se comportará en forma competitiva. Estas proyecciones tendrán carácter indicativo, y no implican ningún compromiso para el EOR o la CRIE;

d) Los precios y cantidades asociados a los DT que fueron asignados en las subastas de los últimos cinco (5) años, o del máximo registro disponible;

e) Los DT que ya están asignados;

f) Las bases de datos que utilizará para las Verificaciones Complementarias, y los criterios para reducir la Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro de los DT en caso que estas verificaciones indiquen la necesidad de una corrección de los DT que surgen del proceso de subasta;

g) Formato con que cada participante presentará las ofertas; y

h) El uso o no de precios mínimos aceptables de las ofertas.

8.2.7 En las fechas indicadas para cada subasta, los interesados colocarán sus ofertas donde el EOR especifique. Los Agentes Transmisores no podrán presentar ofertas en las subastas de DT.

8.2.8 Las ofertas tendrán el siguiente contenido:

a) Identificación del oferente: nombre y razón social;

b) Cantidad de ofertas de compra-venta de DT que presenta;

c) Para cada oferta:

i. Subasta para la que se presenta la oferta;

ii. Tipo de oferta que presenta: (1) DF, (2) DFPP;

iii. Si se trata de una venta o compra de DT;

iv. Si se trata de una venta, copia del certificado que acredita la titularidad del respectivo DT;

v. La Potencia de Inyección y la Potencia de Retiro del DT en los nodos de la RTR en los que se pueden presentar ofertas. La Potencia de Inyección ofertada será igual a la Potencia de Retiro multiplicada por un factor que el EOR predeterminará para cada subasta;

vi. Monto ofertado (en US$) por la compraventa de los DT;

vii. Un titular de un DT de un período de validez mayor a un (1) mes podrá presentar una propuesta de reconfiguración del mismo. Para ello deberá especificar la parte del DT que desea vender con su respectivo precio o el aumento del DT que desea comprar con su precio. La reconfiguración del DT debe hacerse entre los mismos nodos de inyección y retiro que el DT original.

d) Garantía de mantenimiento de la oferta, mayor o igual al diez por ciento (10 %) del monto ofertado. Esta garantía se entregará en sobre cerrado, el día en que se realiza la subasta.

8.2.9 El EOR especificará el tipo de las garantías de debido cumplimiento y el plazo de validez de las mismas, que cada comprador de DT anuales deberá presentar para asegurar los pagos.

8.2.10 Toda la información requerida podrá ser enviada hasta la hora de inicio de la subasta que especifique el EOR en cada caso.

8.2.11 Los documentos que se requieran se enviarán como copias en formato PDF u otro que especifique el EOR, pudiendo el EOR solicitar la presentación de originales en el momento de la realización de las subastas.

8.3 Desarrollo de las Subastas de Derechos de Transmisión

8.3.1 A la hora de inicio de cada subasta, el EOR procederá a introducir las ofertas recibidas en los archivos de entrada del Programa de Selección de Ofertas.

8.3.2 Una vez cargados los datos se procederá a ejecutar el Programa de Selección de Ofertas. Los resultados de dicho programa identificarán las ofertas que resultaron seleccionadas para la compra o venta de DT. En el Anexo D de este Libro se describen las fórmulas que utilizará el Programa de Selección de Ofertas. El EOR informará a los *Agentes* las características del Programa de Selección de Ofertas.

8.3.3 El EOR publicará en su sitio Internet, al día siguiente de la subasta, los resultados del proceso de selección de ofertas: las ofertas presentadas, las ofertas seleccionadas y las ofertas rechazadas por incumplimiento de requisitos.

8.3.4 Dentro de un plazo de veinticuatro (24) horas después de publicados los resultados de la subasta, los oferentes podrán impugnar el proceso si se cumple alguna de las siguientes condiciones: (1) el Programa de Selección de Ofertas se ejecutó con datos distintos a los

informados por el EOR en el momento de llamado a presentación de ofertas; y (2) no se cargaron correctamente los datos de las ofertas.

8.3.5 Las impugnaciones serán dirigidas al EOR, quién resolverá sobre la validez de la subasta en un plazo de tres (3) días. En caso que la subasta sea considerada no válida, el EOR deberá realizar nuevamente la subasta al día siguiente, manteniendo toda la información presentada para la subasta impugnada y corrigiendo los errores detectados.

8.3.6 Vencido el plazo para presentar impugnaciones al EOR, y no habiéndose presentado ninguna, o habiéndose resuelto las impugnaciones presentadas, el EOR adjudicará los DT a los oferentes seleccionados.

8.3.7 Las garantías de mantenimiento de la oferta serán devueltas después de la liquidación de la subasta, o contra la entrega de la garantía de debido cumplimiento según corresponda, si no hubiera impugnaciones.

8.3.8 En caso de que un adjudicatario no realice los pagos correspondientes a los DT, y no presente la garantía de debido cumplimiento en el caso de los DT anuales, se ejecutará la garantía de mantenimiento de oferta, y el importe de la ejecución de la garantía formará parte de los ingresos del EOR.

8.4 Forma de Pago

8.4.1 Los *Agentes* que resulten adjudicatarios de compras de DT con Periodo de Validez mensual deberán pagar los montos correspondientes, como máximo seis (6) días después de haber sido informados de la adjudicación.

8.4.2 Los *Agentes* que resulten adjudicatarios de compras de DT con Periodo de Validez anual deberán pagar los mismos en doce (12) cuotas consecutivas e iguales a un doceavo (1/12) del monto correspondiente, según la siguiente secuencia: (1) la primera, como máximo a los seis (6) días después de haber sido informado de la adjudicación; (2) las cuotas siguientes, como máximo el día seis (6) de cada mes del Período de Validez, u opcionalmente pagar el monto por adelantado, no siendo en ese caso necesario la presentación de la garantía de debido cumplimiento.

8.4.3 Los adjudicatarios de DT con Período de Validez anual deberán presentar garantías de debido cumplimiento en un plazo de seis (6) días posteriores a la comunicación de adjudicación, salvo que la pague por adelantado, con las características que especifique el EOR por los pagos correspondientes a los once (11) meses restantes del Período de Validez del DT.

8.4.4 Los *Agentes* que resulten vendedores de DT con Período de Validez mensual percibirán los montos correspondientes el primer día hábil después del plazo especificado en el Numeral 8.4.1, condicionado a que todos los adjudicatarios de DT con Período de Validez mensual en la misma subasta, hayan realizado los correspondientes pagos.

8.4.5 Los *Agentes* que resulten vendedores de DT con Período de Validez anual percibirán los montos correspondientes el primer día hábil después del plazo especificado en el Numeral 8.4.2.

8.4.6 En caso que algunos de los adjudicatarios de compras de DT anuales no cumplan con sus obligaciones de pago, los montos no recaudados se restarán en forma proporcional de los pagos que deberían percibir los vendedores. Por la parte no percibida, los vendedores recibirán la parte proporcional que el EOR recolecte por la ejecución de las garantías de

los compradores que no cumplieron con sus obligaciones de pago, más los intereses correspondientes incluidos en las garantías.

8.4.7 Contra el pago inicial o total el EOR entregará a los adjudicatarios el Certificado de Titularidad de cada DT. Este certificado contendrá la información sobre el período de validez del correspondiente DT y la Potencia de Inyección y de Retiro del DT.

8.4.8 Los Certificados de Titularidad podrán ser transferidos por su titular, salvo a *Agentes Transmisores*, debiendo informar de esta transferencia al EOR.

8.5 Pago a Agentes Transmisores

8.5.1 La diferencia entre los pagos que realizan los compradores y los ingresos que perciben los vendedores, en cada subasta de DT será asignada a los *Agentes Transmisores* con la metodología que se establece en el Capítulo D8 del Anexo D de este Libro.

8.6 Prueba de Factibilidad Simultánea

8.6.1 La PFS deberá realizarse sobre la base de las siguientes consideraciones:

a) Se deberán incluir como mínimo todas las líneas de transmisión de la RTR, considerando como parte de las mismas a transformadores y compensación en serie;

b) Deberán ser considerados los flujos en paralelo a través de las instalaciones de las redes nacionales. No se podrán subastar DT asociados a los flujos en paralelo que pasen por las redes nacionales que no forman parte de la RTR. El EOR, en consulta con el respectivo OS/OM deberá analizar en cada caso la forma más adecuada para considerar esta situación, debiendo solicitar la aprobación de la CRIE;

c) Para la PFS se eliminaran las componentes de las redes nacionales que no son parten de la RTR. En caso que una instalación nacional limitara la capacidad de la RTR, y no fuera posible identificar una forma de operación que elimine esta limitación, la restricción se incluirá como una restricción adicional a los flujos entre determinados nodos; y

d) Todos los controles (cambiadores de derivaciones de transformadores, etc.) que utiliza el EOR para el despacho y la operación deben estar en valores medios o normales de operación.

8.6.2 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.

8.6.3 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, deberá tomar las medidas para que los costos necesarios para implementar la modificación fueren incorporados al presupuesto del EOR.

8.6.4 La implementación de la nueva PFS se programará con un (1) año de anticipación y para cada subasta anterior al cambio de la PFS se utilizará la PFS anterior para los meses antes del cambio y la nueva PFS para los meses posteriores al cambio.

8.7 Cambios en la RTR

8.7.1 El EOR deberá incluir en la PFS los cambios previstos en la RTR, tal como se establece en el Capítulo D4 del Anexo D de este Libro, de forma tal que los interesados en la venta o compra de DT en las subastas tengan conocimiento de estas modificaciones, y que no se asignen DT que en la práctica no serán factibles.

8.7.2 Si por razones operativas asociadas al cumplimiento de los CCSD, fuera necesario modificar la RTR, o por modificación de la Capacidad Operativa de Transmisión, durante un período para el cual ya se han asignado los DT, el EOR deberá seguir el siguiente procedimiento:

a) Verificar mediante la PFS si los DT previamente asignados siguen siendo factibles. En caso que el resultado del análisis muestre que siguen siendo factibles, sólo deberá publicar en su sitio Internet los cambios ocurridos en la RTR.

b) Si verifica que los DT previamente asignados no son factibles, deberá calcular la reducción o reconfiguración que se deberá aplicar a los DT para que estos resulten factibles. Para ello deberá simular el proceso de subasta con la nueva RTR, planteada de forma tal de minimizar la reducción de los DT existentes que resulten necesarios para que se cumpla la PFS. En este proceso podrá usar la capacidad remanente de la RTR no asignada a DT.

c) A continuación consultará a los titulares de DT si aceptan la reconfiguración o reducción que surge del procedimiento descrito en el literal b) anterior, la cual también implica en una reducción proporcional del correspondiente pago-cobro del valor del DT. Para los titulares que acepten el cambio propuesto procederá a emitir nuevos certificados de titularidad con los nuevas Potencias de Inyección y de Retiro.

d) Para los titulares que no acepten la reconfiguración o reducción, se seguirá el siguiente procedimiento:

   i. Si el cambio se produce hasta diez (10) días antes del inicio de un (1) mes para el cual serán efectivos los DT modificados, el EOR deberá convocar a una nueva subasta, con igual procedimiento al de las subastas periódicas, pero restringida a los titulares de DT que resulten afectados. Para los meses subsiguientes realizará una nueva subasta en la que podrán participar todos los interesados.

   ii. Si el cambio se produce a menos de diez (10) días antes del inicio de un (1) mes para el cual serán efectivos los DT modificados, el EOR deberá realizar las liquidaciones de los DT de ese mes simulando las condiciones anteriores al cambio en la RTR. Para los meses subsiguientes utilizará el procedimiento mencionado en el párrafo anterior.

8.8 Cálculo de la Renta de Congestión

8.8.1 La Renta de Congestión correspondiente a cada hora será calculada por el EOR para todos los DT asignados, como diferencia entre el producto del Precio Nodal por la Potencia de Retiro del DT menos el producto del Precio Nodal por la Potencia de Inyección del DT.

Los precios nodales serán los mismos que se utilicen para liquidar las transacciones resultantes del predespacho o redespacho.

8.8.2 Los resultados del cálculo de la Renta de Congestión para cada DT, serán publicados por el EOR en forma conjunta con los precios nodales resultantes del predespacho o redespacho.

8.9 Cálculo y Liquidación de los Derechos de Transmisión

8.9.1 Una vez completados y verificados los resultados del predespacho o redespacho del MER, el EOR calculará los ingresos a que tiene derecho cada titular de DT, o en caso que estos resulten negativos, los montos que deberá pagar el correspondiente titular. El cálculo del monto a pagar se realizará sumando para todas las horas de cada mes los valores horarios de la Renta de Congestión correspondientes a cada DT, siguiendo los procedimientos que se detallan en el Capítulo 15.

8.9.2 El monto resultante será liquidado mensualmente a cada titular de un DT, siguiendo los mismos procedimientos usados para la liquidación de las transacciones del MER, tal como se describen en el Capítulo 2 del Libro II del RMER "*Conciliación, Facturación y Liquidación*".

8.10 Proyecciones del Precio de los Derechos de Transmisión

8.10.1 El EOR deberá realizar para cada subasta proyecciones con un horizonte de dos (2) años del precio nodal en los nodos de la RTR. Para ello utilizará el modelo de simulación del MER que aplica para los estudios de la planificación de mediano plazo de la RTR.

8.10.2 La proyección será probabilística, teniendo en cuenta la aleatoriedad de: los aportes hidrológicos, los pronósticos de demanda, el precio de los combustibles y salidas de servicio de instalaciones de transmisión. Para las ofertas en el Mercado de Oportunidad podrá utilizar los costos variables de los generadores térmicos y las ofertas recibidas para el predespacho en el último año, las cuales podrán corregirse para considerar cambios en el precio de los combustibles. Para la representación de la salida de servicio de las instalaciones de transmisión se utilizarán las probabilidades de falla calculadas utilizando la estadística disponible.

8.10.3 El EOR publicará los resultados en su sitio de Internet, junto con la base de datos utilizada para la proyección.

8.11 Reducción de Contratos Firmes y sus Derechos Firmes Asociados

8.11.1 En el proceso de la elaboración del predespacho regional, se verifica que todos los Contratos Firmes se cumplan, es decir, que toda la energía requerida de dichos contratos sea predespachada. Si no toda la energía requerida de los Contratos Firmes es satisfecha, entonces se debe ejecutar el proceso de reasignación de la energía requerida de los Contratos Firmes reduciéndola o racionándola. Los aspectos relacionados con la reducción de los Contratos Firmes son tratados en el Capítulo 1 y Anexo 3 del Libro II del RMER.

8.12 Control de Poder de Mercado

8.12.1 La CRIE vigilará el proceso de ofertas de compra y venta de Derechos de Transmisión, el proceso de la ejecución de la subasta y su respectiva adjudicación, así como la utilización de los Derechos de Transmisión. En especial vigilará:

a) La adquisición de los DT por parte de los Agentes ubicados en zonas o conjuntos de nodos que sean importadoras en forma continua; y

b) Los cambios de titularidad de los DT.

8.12.2 En caso de detectar indicios de abuso de poder de mercado la CRIE realizará un procedimiento de investigación considerando lo previsto en el Numeral 1.5 del Libro IV del RMER. En caso de que se compruebe el abuso de poder de mercado se procederá a la imposición de sanciones previstas en el mismo Numeral.

9. [212]Régimen Tarifario de la RTR

9.1 Criterios Generales

9.1.1 El Régimen Tarifario de la RTR, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central se compone de:

a) El Ingreso Autorizado Regional que recibirá cada Agente Transmisor;

b) Las tarifas o 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.

9.2 Ingresos Autorizados Regionales a los Agentes Transmisores

9.2.1 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;

[212] Capítulo inaplicable según lo dispuesto en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y sus modificaciones, de conformidad con lo establecido en el resuelve quinto de la resolución CRIE-06-2017 del marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017 y adicionado mediante la resolución CRIE-17-2017, emitida el 05 de mayo de 2017.

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:

i. 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. El Canon retribuirá la inversión, administración, operación y mantenimiento, los impuestos, la rentabilidad y cualquier otro gasto asociado a la Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional.

ii. 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, determinado según se establece en el Numeral 9.2.3 9.2.3 más el VEI. El cálculo del Costo Estándar Anual será realizado por el EOR de acuerdo a lo previsto en el literal a) del Numeral 11.3.7.

iii. El porcentaje mencionado en los dos párrafos anteriores será igual a la relación entre el Beneficio Social Total (BST) menos el Beneficio Privado del Iniciador (BPI), dividido por el Beneficio Social Total:

$$\text{Porcentaje} = [(\text{BST} - \text{BPI})/\text{BST}] * 100\ \%$$

9.2.2 El Costo Estándar de una instalación se calculará de la siguiente forma:

a) Los costos serán calculados usando como activos las instalaciones económicamente adaptadas, valorizadas con los Costos Unitarios Estándar.

b) Se supondrá un cronograma de construcción no mayor a dos (2) años, distribuyéndose sobre el mismo, cada año en partes iguales, los costos de construcción calculados en el numeral anterior.

c) El Costo Estándar será igual al valor presente neto de las inversiones distribuidas a lo largo del cronograma de construcción, calculado usando la tasa de descuento fijada por la CRIE para las tareas de planeamiento que realiza el EOR; y

d) Una vez fijado el Costo Estándar de una instalación, éste podrá modificarse sólo por cambio en los Costos Unitarios Estándar, los cuales serán revisados anualmente por la CRIE; o en caso que la CRIE modifique la tasa de descuento.

9.2.3 El cálculo del Costo Estándar Anual de una instalación, tendrá los siguientes componentes:

a) El Costo Estándar, calculado según se establece en el Numeral 9.2.2 multiplicado por el Factor de Recuperación de Capital, calculando dicho factor con la tasa de descuento especificada por la CRIE para las actividades de planeamiento que realiza el EOR y con la vida útil de cada tipo de instalación, también especificada por la CRIE. Este componente será cero una vez que se haya completado el período de amortización de cada instalación. El período de amortización de una instalación se contará a partir del momento del inicio de su operación comercial[213]. La información sobre las fechas de

[213] Mediante Resolución NP-06-2011, emitida el 17 noviembre de 2011, se definió el criterio de inicio de operación comercial de una instalación.

inicio de la operación comercial debe ser comunicada al EOR por el Agente Transmisor propietario de las instalaciones y confirmada por escrito por el respectivo OS/OM; y

b) Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento que serán establecidos por la CRIE como un porcentaje del Costo Estándar de cada instalación. Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento corresponderán a valores de Empresas Eficientemente Operadas que serán seleccionadas por la CRIE. Para elaborar esta lista tomará como punto de referencia el de empresas de transmisión de la región.

9.2.4 Al Ingreso Autorizado Regional de las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, cuyos titulares no sean empresas de transmisión regional, se le harán descuentos cuando se las requiera para prestar servicios o desarrollar actividades no reguladas por este Reglamento, cuando su Regulación Nacional se lo permita, con las siguientes consideraciones:

a) Descuento por uso directo de instalaciones: Cuando el Agente Transmisor realice actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, por si mismo o por terceros, utilizando instalaciones o equipos, que están siendo remunerados a través del Ingreso Autorizado Regional, el descuento será igual a un porcentaje del costo de la instalación que es usada para las actividades no reguladas. A fin de determinar este porcentaje, la CRIE contratará, a costo del Agente Transmisor, una firma consultora que audite este uso y determine cuáles son las instalaciones necesarias para prestar el servicio no regulado. El costo de la instalación usada para las actividades no reguladas se calculará usando los Costos Unitarios Estándar. En caso de que el Agente Transmisor no solicite incluir en el IAR el costo de instalaciones o equipos utilizados para vender servicios destinados a actividades no reguladas, no se efectuará descuento por dicho costo;

b) Descuento por soporte físico: Además del descuento a que se refiere el numeral anterior, cuando el Agente Transmisor use o permita el uso como soporte físico las instalaciones o equipos que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional para la realización de actividades distintas a la transmisión de energía eléctrica, por si mismo o por terceros, el descuento será definido por la CRIE;

c) En ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero; y

d) La CRIE emitirá una Resolución donde se detalle el método para la determinación de estos descuentos.

9.2.5 Para Línea SIEPAC, cuyo titular es una Empresa de transmisión Regional, y para las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, cuyos titulares sean Empresas de transmisión Regional, no está permitido desarrollar otras actividades diferentes a la actividad de transmisión de energía eléctrica de acuerdo al Artículo 13 del Tratado Marco. Sin embargo, si el Agente Transmisor titular permite a terceros el uso o la utilización como soporte físico de instalaciones o equipos, que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional, para el desarrollo de actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, se le hará un descuento al Ingreso Autorizado Regional que será definido por la CRIE y en ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero.

9.2.6 Cumplido el Período de Amortización de la Línea SIEPAC, Ampliaciones Planificadas y Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, su Ingreso Autorizado Regional solo considerara: (1) los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, (2) el Valor Esperado por Indisponibilidad, con los criterios establecidos en el Capítulo 6, (3) los

tributos que pudieran corresponderle y (4) una rentabilidad regulada de acuerdo a la metodología de cálculo que autorice la CRIE.

9.2.7 Para la Línea SIEPAC, Ampliaciones Planificadas y Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, la CRIE podrá reconocer en el IAR, el costo de inversión de las instalaciones de maniobra, control, comunicaciones y protección que se hayan renovado o que deban ser renovadas, para permitir la operación confiable de la instalación, de acuerdo con los criterios establecidos en el Numeral 9.2.3.

9.3 Cargos Regionales de Transmisión

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).

9.3.2 A los efectos del cálculo del CURTR, el EOR determinará el Ingreso a Recolectar para cada instalación en cada semestre de la siguiente forma:

a) El Ingreso a Recolectar para cada instalación y para cada semestre se calcula como el Ingreso Autorizado Regional (IAR) dividido entre dos, más el saldo de la Subcuenta de Compensación de Faltantes de la instalación (SCF), menos el saldo de la Subcuenta de Compensación de Excedentes de la instalación (SCE), menos los ingresos netos semestrales estimados por Cargos Variables de Transmisión (CVTn) y menos los Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT).

$$IR = IAR/2 + (SCF-SCE) - CVTn – IVDT$$

Donde:

$$CVTn = CVT – \text{Pagos a titulares de los DT}$$

b) El EOR proyectará los ingresos que la instalación debe recibir ese semestre en concepto de CVTn, descontando de los CVT los pagos que correspondan a Titulares de DT asociados a esa instalación. Esta estimación será realizada con un procedimiento que elaborará el EOR y aprobará la CRIE. El procedimiento se debe basar en datos históricos del predespacho del semestre correspondiente del año anterior. Para el cálculo del monto que corresponde descontar por pagos previstos a Titulares de DT se utilizará la metodología descrita en el Capítulo D9 del Anexo D.

c) El Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT) son aquellos montos que debe recibir el *Agente Transmisor* por cada instalación, de acuerdo a los resultados de la subasta de Derechos de Transmisión (DT) usando el mecanismo descrito en D7 del Anexo D y la forma de pago acordada.

d) Si el Ingreso a Recolectar resultara negativo, se le asignará el valor cero, considerando que el estimado de los CVTn menos el saldo de la Subcuenta de Compensación de Faltantes (SCF), más el saldo de la Subcuenta de Compensación de Excedentes (SCE), más el IVDT es suficiente para remunerar el IAR semestral.

9.3.3 Los Cargos por Uso de la RTR (CURTR) serán pagados por los *Agentes*, exceptuando Transmisores, y permitirán recaudar la totalidad del Ingreso a Recolectar.

9.3.4 Para efectos del cálculo del CURTR y los CVT, 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 de dicho mercado.

9.3.5 Las inyecciones, retiros y flujos utilizados para los cálculos del CURTR estarán basados en información histórica de los predespachos, para estados de carga seleccionados del último año de operación, descritos en el numeral siguiente. Los CURTR resultantes para cada semestre serán el promedio ponderado de los cargos calculados para todos los estados de carga analizados en este período, según se describe en el Anexo E de este Libro.

9.3.6 Los estados de carga mencionados en el numeral anterior corresponderán inicialmente a las horas 03:00, 11:00 y 19:00 de: (1) un día hábil, el segundo miércoles de cada mes; (2) el segundo sábado; y (3) el segundo domingo de cada mes. Si el segundo miércoles es un feriado en uno o más Países Miembros, se usarán los valores correspondientes al siguiente día hábil que no sea un feriado en ninguno de los Países Miembros.

9.3.7 La definición de estados podrá ser modificada por el EOR, para lo cual deberá solicitar la aprobación de la CRIE. El EOR, con la autorización de la CRIE, podrá implementar un proceso de selección aleatoria de los días de los cuales se seleccionarán los estados de carga representativos y en condiciones normales de operación, debiéndose mantener que se elija para cada mes un día hábil, un sábado y un domingo. Este procedimiento deber ser transparente, permitiendo la verificación por parte de los *Agentes* de la selección aleatoria de los días a considerarse.

9.3.8 El Cargo por Peaje se calcula en función del uso 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.

b) Asignación 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 de acuerdo al componente R1 de la Metodología de Flujo Dominante (MFD) descrita en el Anexo E de este Libro. La asignación 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) Asignación 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.

9.3.9 El Cargo Complementario es la parte de los Ingresos a Recolectar que no son recuperados a través del Cargo por Peaje. El cálculo de este cargo se basa en los siguientes pasos:

a) Cálculo del Cargo Complementario para cada elemento de la RTR. El Cargo Complementario será igual al Ingreso a Recolectar multiplicado por la diferencia de la Capacidad Operativa de Transmisión menos el flujo neto, dividido entre la Capacidad Operativa de Transmisión;

b) Asignación a la transacción global de cada Mercado Nacional y a la transacción global MER, de la responsabilidad del pago del Cargo Complementario de cada elemento de la RTR en función de su uso de acuerdo al componente R2 de la Metodología de Flujo Dominante (MFD) descrita en el Anexo E de este Libro. La asignación del Cargo Complementario a cada transacción global se hará de acuerdo a la relación entre su flujo asociado (sin importar el sentido del flujo neto en el elemento) y el total de flujos (suma de los valores absolutos de todos los flujos en el elemento); y

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

9.3.10 Los CURTR serán calculados para los *Agentes* que inyectan y *Agentes* que retiran, y sumados por país de la siguiente forma:

a) Del proceso de cálculo que resulta de aplicar los métodos que se describen en el Anexo F de este Libro, se produce la siguiente información:

i. Monto que el retiro del MER en el nodo "i" del país "p" debe pagar en concepto de Peaje (PERMpi) y Cargo Complementario (CCRMpi);

ii. Monto que la inyección al MER en el nodo "i" del país "p" debe pagar en concepto de Peaje (PEIMpi) y Cargo Complementario (CCIMpi);

iii. Monto que el retiro del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) en el nodo "k" del país "p" debe pagar en concepto de Peaje (PERNpk) y Cargo Complementario (CCRNpk);

iv. Monto que la inyección al MEN en el nodo "k" del país "p" debe pagar en concepto de Peaje (PEINpk) y Cargo Complementario (CCINpk).

b) El CURTR para los *Agentes* que retiran de un país “p” se calculará como:

$$CURTRCp = \{\Sigma i\ (PERMpi + CCRMpi) + \Sigma k\ (PERNpk + CCRNpk)\} / \Sigma c\ \Sigma j\ Rcj$$

Donde:

PERMpi es el Peaje de los Retiros del MER para el país “p” en el nodo “i”

CCRMpi es el Cargo Complementario de los Retiros del MER para el país "p" en el nodo "i"

PERNpk es el Peaje de los Retiros del Mercado Nacional para el país "p" en el nodo "i"

CCRNpk es el Cargo Complementario de los Retiros del Mercado Nacional para el país "p" en el nodo "i"

Rcj es el retiro proyectado, en MWh, del Agente que retira "c" del país "p" para los meses "j" del semestre para el cual se calcula el CURTRCp; y

c) El CURTR para los *Agentes* que inyectan de un país "p" se calculará como:

$$CURTRGp = \{\Sigma i\ (PEIMpi + CCIMpi) + \Sigma k\ (PEINpk + CCINpk)\}\ /\ \Sigma g\ \Sigma j\ Igj$$

Donde:

PEIMpi es el Peaje de las Inyecciones del MER para el país "p" en el nodo "i"

CCIMpi es el Cargo Complementario de las Inyecciones del MER para el país "p" en el nodo "i"

PEINpk es el Peaje de las Inyecciones del Mercado Nacional para el país "p" en el nodo "i"

CCINpk es el Cargo Complementario de las Inyecciones del Mercado Nacional para el país "p" en el nodo "i"

Igj es la inyección proyectada, en MWh, del Agente que inyecta "g" del país "p" para los meses "j" del semestre para el cual se calculan los CURTRGp.

9.3.11 El EOR calculará la inyección proyectada como el promedio semestral de la generación neta inyectada, expresada en MWh, de los últimos 3 años, correspondiente a los períodos entre el 1º de enero y el 30 de junio, y entre el 1º de julio y el 31 de diciembre. En caso de unidades generadoras con registros menores a tres (3) años, se utilizará la generación histórica de los meses transcurridos desde la puesta en servicio comercial hasta el fin del semestre anterior a la fecha de cálculo de los CURTR.

9.3.12 El EOR calculará el retiro proyectado como el promedio semestral de retiros, expresado en MWh, de los últimos 3 años, correspondiente a los períodos entre el 1º de enero y el 30 de junio, y entre el 1º de julio y el 31 de diciembre. En caso de demandas con registros menores a tres (3) años, se utilizará la demanda histórica de los meses transcurridos desde la puesta en servicio comercial hasta el fin del semestre anterior a la fecha de cálculo de los CURTR.

9.3.13 Los *Agentes* que retiran de cada País "p" deberán pagar mensualmente el CURTR igual a la tarifa $CURTRC_p$ (US$/MWh) por cada MWh de su demanda correspondiente a cada mes del semestre para el cual este cargo está vigente.

9.3.14 Los *Agentes* que inyectan de cada País "p" deberán pagar mensualmente el CURTR igual a la tarifa $CURTRG_p$ por cada MWh de generación correspondiente a cada mes del semestre para el cual este cargo está vigente.

9.4 Método de Reasignación del Cargo por Peaje y del Cargo Complementario

9.4.1 El OS/OM de cada País, en representación de los *Agentes* que inyectan y *Agentes* que retiran, podrá pagar al EOR los montos que resultan de aplicar los criterios establecidos en los Numerales 9.3.13 y 9.3.14.Los *Agentes* que inyectan y *Agentes* que retiran de cada País deberán presentar garantías de pago por estos montos.

9.4.2 La CRIE y el regulador de cada País velaran que se respete el principio que no se debe duplicar la remuneración de los *Agentes Transmisores*. Si una instalación de transmisión es remunerada en un monto mayor a la suma de su Ingreso Autorizado Nacional e Ingreso Autorizado Regional, entonces ese ingreso extra debe ser disminuido en las próximas autorizaciones de Ingresos Autorizados. El EOR deberá suministrar a la CRIE toda la información de la liquidación de los Cargos de Transmisión para que ésta, en coordinación con los Reguladores Nacionales, realice semestralmente esta verificación.

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

10.1 Criterios Generales

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

a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión: Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y Agentes que retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER. La Planificación a Largo Plazo se realizará con un horizonte de al menos diez (10) años, el cual podrá ser ampliado por el EOR si lo considera necesario El proceso de Planificación a Largo Plazo debe considerar la prevalencia del principio fundamental de Libre Acceso a la RTR. El proceso de Planificación a Largo Plazo debe incluir como un dato externo los planes de expansión de corto plazo de cada país que informen los OS/OM;

b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR: (i) revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, (ii) desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la RTR para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD definidos en el Numeral 16.2, (iii) Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control, (iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años;

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

d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.

10.1.2 [214]Los estudios indicados en los Literales (a) y (b) del numeral anterior, deberán procurar que en todo momento se mantenga una capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de Países Miembros. Esta capacidad será fijada por la CRIE mediante Resolución.

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

a) Informe anual de Planificación a Largo Plazo, que se deberá presentar para la consideración de la CRIE el último día hábil del mes de septiembre;

b) Informe anual de Diagnóstico a Mediano Plazo, que deberá ser presentado por el EOR a la CRIE el último día hábil del mes de junio;

c) Informes sobre beneficios e inconvenientes asociados a Ampliaciones a Riesgo, a pedido de la CRIE, que deberá presentar a los dos (2) meses de la solicitud de ésta, sobre la base de los estudios e información técnica y económica que presente el Iniciador de la ampliación;

d) Informe sobre la conformación de la RTR; y

e) Otros informes sobre temas específicos, a solicitud de la CRIE, en los plazos que se acuerden en cada ocasión.

10.2 Alcance de la Planificación de Largo Plazo

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

a) Incrementen el Beneficio Social y simultáneamente tengan un número significativo de beneficiarios, de acuerdo con lo establecido en el Numeral 10.6.2, de forma tal que no resulte probable que se pueda formar una coalición para realizar la ampliación como una Ampliación a Riesgo;

b) Mejoren la confiabilidad a nivel regional. En estas ampliaciones los estudios deberán demostrar que el valor presente neto de la valorización de la disminución de la energía no suministrada es mayor que el valor presente neto de las inversiones y los correspondientes costos de operación y mantenimiento y los Costos de Suministro de Energía en el MER; y

c) Signifiquen un aumento de la competencia en el MER. En estos casos deberán identificar la mejora de los indicadores de poder de mercado, y los beneficios de los Agentes que retiran. A fin de medir la mejora de la competencia, se utilizará la variación del Indice de Lerner como indicador de la eficiencia de la ampliación, y la disminución estimada en el precio de la energía multiplicada por la energía comercializada a escala regional como la medida del Beneficio Social asociado.

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

[214] Mediante Resolución CRIE-P-20-2014, emitida el 05 de septiembre de 2014, se fijó la capacidad operativa de intercambio internacional mínima entre cualquier par de países miembros del MER, que se debe mantener en todo momento en 300 MW, en ambos sentidos.

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

b) Cuando se ejecuten ampliaciones se deberá adoptar un régimen operativo que asegure que las mejoras de confiabilidad sean efectivas;

c) El proceso de planificación debe considerar: (1) la información de planificación de la generación en los países; (2) la información aportada por los diferentes Agentes a través de los OS/OM de cada país sobre futuras expansiones, y (3) las autorizaciones de ampliaciones;

d) La información sobre cada nuevo proyecto de generación y transmisión, usado para la Planificación a Largo Plazo, que envíen los Agentes interesados a través de los OS/OM, deberá incluir como mínimo:

   i. Empresa o Agente promotor del proyecto;

   ii. Descripción del proyecto, incluyendo los resultados de trabajos de campo realizados;
   iii. Datos necesarios para la Base de Datos Regional, que permitan modelar adecuadamente el proyecto;
   iv. Los estudios de impacto ambiental e identificación de las medidas para mitigarlo de acuerdo con las regulaciones nacionales y regionales aplicables;
   v. Los costos asociados al proyecto de transmisión, con detalle de la metodología de cálculo, los cómputos, costos unitarios e identificación de las fuentes de información en las que se basan estos costos. Nivel estimado de error en cómputos y costos; y
   vi. Avance del financiamiento del proyecto.

e) El EOR desarrollará los criterios para estimar un porcentaje de incremento de los costos informados de un proyecto en concepto de imprevistos, en función del grado de avance del mismo;

f) A fin de considerar horizontes de planificación prolongados, el EOR podrá utilizar un modelo de simulación que determine una secuencia óptima de desarrollo de la generación que permita cubrir la demanda del sistema regional en cada momento.

10.3 Alcance del Diagnóstico de Mediano Plazo

10.3.1 El Diagnóstico de Mediano Plazo tendrá los siguientes objetivos:

a) Revisar la capacidad de transmisión de la RTR para transportar los flujos de potencia, asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda, que cumplan con los CCSD;

b) Formular recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de las instalaciones de la RTR para mantener la confiabilidad de la red en los niveles establecidos en los CCSD, o disminuir los Costos de Suministro de Energía en el MER;

c) Identificar restricciones a la capacidad de transmisión de la RTR o en las redes nacionales que puedan afectar la confiabilidad en el ámbito regional o que aumenten los Costos de Suministro de Energía en el MER, y proponer en cada caso las eventuales medidas correctivas o preventivas;

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

e) Analizar el impacto sobre la RTR de la conexión de nuevas plantas generadoras o nuevas demandas en las redes nacionales, con base en los estudios presentados por el Iniciador ;

f) Analizar el impacto sobre la RTR de la construcción de ampliaciones de las redes de transmisión nacionales, cuando su tensión sea igual o mayor a 69 kV; u otras ampliaciones a pedido de la CRIE; y

g) Analizar el impacto sobre la RTR de las interconexiones extra-regionales.

10.4 Conceptos a Considerar en la Planificación

10.4.1 El excedente del consumidor se calcula como la diferencia entre el precio que un consumidor estaría dispuesto a pagar por una unidad de energía eléctrica con determinadas características de calidad, menos el costo de la energía comprada, más la reducción de la Energía no suministrada valorizada al respectivo Costo de la Energía no suministrada en cada país. La CRIE determinará la metodología de cálculo del excedente del consumidor con base en las predisposiciones a pagar por la energía de estos, o, como simplificación, en función de la estimación de la elasticidad demanda-precio para distintos niveles y sectores de consumo de electricidad.

10.4.2 El excedente del productor se calcula como el producto de las cantidades de energía vendida por los generadores por la diferencia entre los precios de venta menos los precios de oferta de venta.

10.4.3 El Beneficio Social se calculará como el excedente de los consumidores más el excedente de los productores.

10.4.4 El modelo de planificación permitirá evaluar los cambios en la Energía no suministrada asociados a cada escenario definido por el EOR.

10.4.5 El valor presente neto de las series de costos se calculará usando una tasa de descuento calculada mediante una metodología que definirá la CRIE. El valor que se adopte deberá considerar adecuadamente los valores promedio de riesgos del conjunto de los Países Miembro.

10.4.6 El modelo de planificación deberá identificar los beneficios y los costos incrementales asociados a los planes de expansión de generación, o a obras individuales que propongan los *Agentes* dentro del concepto de Ampliaciones a Riesgo.

10.5 Planificación Regional

10.5.1 La planificación regional será responsabilidad del EOR, que deberá producir los informes mencionados en el Numeral 10.3.1. Los Informes que se eleven a la CRIE incluirán cuando

corresponda, propuestas de Ampliaciones Planificadas, de acuerdo a los procedimientos establecidos el Numeral 10.6.1.

10.5.2 Los informes de Planificación del EOR serán auditados por la CRIE, quien analizará e incorporará observaciones a los estudios.

10.5.3 El EOR, a pedido de un Iniciador de una Ampliación a Riesgo, podrá realizar los estudios necesarios previstos en el Numeral 11.3 para determinar el Ingreso Autorizado Regional que puede corresponder a una Ampliación a Riesgo.

10.6 Procedimiento y Metodología para la Planificación

10.6.1 Los procedimientos que seguirá el EOR para la planificación seguirán las siguientes etapas:

a) Se usará la información contenida en la Base de Datos Regional que se describe en el Numeral 5.1 de este Libro. La información de la Base de Datos Regional será actualizada con datos que deben suministrar los Agentes a través de los OS/OM de cada país, y con fuentes propias;

b) Se solicitará a la CRIE el valor de la tasa de descuento a utilizarse;

c) Se definirá un conjunto de escenarios, basándose en combinaciones probables de evolución de las variables y criterios siguientes:

   i. Estrategias de expansión de la generación y transmisión, considerando como mínimo un escenario con autosuficiencia de los Países, y uno o varios con el desarrollo de proyectos a escala regional;
   ii. Proyecciones de la demanda;
   iii. Tecnologías a considerarse para la expansión;
   iv. Costos de inversión en nuevas instalaciones;
   v. Proyecciones del precio de los combustibles usados en la región; y
   vi. Nuevas instalaciones generadoras y de transmisión

d) Mediante el Modelo de Planificación se obtendrá la estrategia de expansión de la transmisión que minimiza el máximo costo de arrepentimiento, considerando simultáneamente los escenarios definidos por el EOR. Para cada escenario, el Modelo identificara las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación;

e) Se simulará el funcionamiento del MER para cada uno de los escenarios previstos operando sobre la estrategia de expansión seleccionada, con el Modelo de Simulación Operativa. Se verificará la factibilidad técnica y una razonable coincidencia entre los resultados del Modelo de Planificación y los resultados de las simulaciones;

f) Se verificará la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento regional. De ser necesario efectuar correcciones a los parámetros del Modelo de Planificación y repetir el proceso descrito en este numeral;

g) Se analizará el funcionamiento en estado estable y dinámico de la RTR con los Modelos de Estudios Eléctricos. Se definirá la Capacidad Operativa de Transmisión de las ampliaciones de la transmisión, con la metodología que se detalla en el Capítulo 16, en base a los estudios que se definen en el Capítulo 18 de este Libro;

h) Para la evaluación del comportamiento en estado estable y dinámico se analizará el cumplimiento de un conjunto de condiciones técnicas para verificar que en determinadas situaciones topológicas se cumplan los CCSD;

i) En los estudios de estado estable y dinámico se partirá de un nivel de disponibilidad total (situación N); a continuación, se plantearán contingencias (indisponibilidades) simples de líneas, transformadores (excepto aquellos que sirven exclusivamente carga) y generadores (N-1). El criterio a usarse es el de los CCSD. Se determinará en cada caso el costo de la energía no suministrada en las situaciones de contingencia simple, y se la comparará con el costo de mantener el servicio en caso de ocurrir cada contingencia;

j) Se realizarán estudios de riesgos, tanto técnicos como económicos, y la evaluación de costos de arrepentimiento. Los estudios de riesgos técnicos deberán como mínimo determinar el valor esperado de la energía no suministrada en cada país. Los estudios de riesgos económicos deberán determinar el rango de incertidumbre de la tasa interna de retorno de cada expansión seleccionada. De resultar de estos estudios riesgos que se consideren elevados, se deberán corregir los escenarios de planificación y repetir el proceso; y

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

10.6.2 En base al procedimiento descrito en el Numeral 10.6.1, el EOR preparará una lista de las ampliaciones de la transmisión que resultan seleccionadas en base a los indicadores de evaluación calculados según los requerimientos del Literal k) del numeral anterior y la estimación del riesgo que resulta del proceso descrito en el Literal j) del numeral anterior. Para elaborar esta lista el EOR seguirá los siguientes lineamientos:

a) Incluir en la lista las ampliaciones para las cuales el valor presente neto de los beneficios sociales descontados a la tasa informada por la CRIE es mayor que cero, y cuya construcción debería comenzar en los dos (2) años siguientes;

b) Identificar dentro del grupo mencionado en el Literal a) a aquellas expansiones para las cuales los Beneficios Sociales están principalmente concentrados en un único país, usando con tal efecto un valor del 80% de los beneficios totales;

c) Identificar dentro del grupo mencionado en el Literal a) a aquellas expansiones para las cuales los Beneficios Privados están principalmente concentrados en no más de tres (3) Agentes, excepto Transmisores, El criterio para esta clasificación será que un único Agente, excepto Transmisor, concentre más del 50% del beneficio, y tres (3) Agentes más del 80%;

d) Identificar como candidatas a Ampliaciones Planificadas, a aquellas que fueron seleccionadas según los criterios definidos en el Literal a), salvo las luego identificadas en los Literales b) y c); y

e) Preparar los informes con recomendaciones para la CRIE. Estos informes deberán incluir la lista de recomendaciones seleccionadas según el procedimiento descrito en el Literal d). Las ampliaciones identificadas según el procedimiento descrito en los Literales b) y c) serán incluidas en una lista de candidatas a Ampliaciones a Riesgo, siendo necesaria para su consideración que el País o los Agentes, excepto Transmisores, que concentran la mayor parte de los beneficios se hagan cargo de

los costos de construcción en proporción al porcentaje de beneficios que obtienen de la ampliación.

10.6.3 El EOR incluirá en el Informe de Planificación a Largo Plazo de la RTR y el Diagnóstico de Mediano Plazo la lista de las ampliaciones recomendadas mencionada en el Literal e) del numeral anterior. Para cada ampliación recomendada el EOR deberá suministrar la siguiente información:

a) Cronograma de trabajos, indicando fechas previstas de puesta en servicio.

b) Costo estimado de la obra junto con una propuesta técnica y una evaluación económica que permita demostrar, a conformidad de la CRIE, la factibilidad de la ampliación con el costo propuesto. La tasa de retorno de la ampliación propuesta debe ser mayor o igual a la tasa de descuento que especifique la CRIE cada año;

c) La evaluación que permita acreditar la conveniencia de la ampliación y los beneficios que la obra introducirá para los Agentes;

d) El diseño general de las instalaciones propuestas que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión establecidas en las regulaciones nacionales de los países donde se construirá la ampliación;

e) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento en la RTR de los CCSD con las nuevas instalaciones propuestas;

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

g) Evaluación para cada Agente que inyecta y Agente que retira y para cada país, del beneficio obtenido con relación a los CURTR adicionales que debe asumir;

h) Enumeración de las hipótesis sobre fechas de entrada en servicio de nueva generación, transmisión o evolución de la demanda que hacen conveniente la ampliación propuesta. Identificar bajo qué condiciones de incumplimiento de las hipótesis, es decir, retrasos en la puesta en servicio de la generación o en alcanzarse los niveles de demanda previstos la ampliación podría dejar de ser conveniente; e

i) Identificación del impacto ambiental de la ampliación, según los criterios fijados en los Capítulos 14 y 15 de este Libro.

10.7 Proyección de la Demanda

10.7.1 El EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM de cada País Miembro.

10.8 Costo de la Energía no Suministrada

10.8.1 A los efectos de su uso en los estudios de planificación, la CRIE elaborará y aprobará una metodología para determinar el Costo de la Energía no Suministrada en cada país. Esta metodología deberá ser aprobada por la CRIE antes de cumplirse un (1) año posterior a la vigencia de este Reglamento. El costo de la Energía no Suministrada deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años.

10.9 Modelos para la Planificación

10.9.1 El EOR establecerá, con aprobación de la CRIE, las características y capacidades que se utilizarán en el Modelo de Planificación para la planificación de la expansión, las cuales se describen en el Anexo G de este Libro.

10.10 Coordinación con las Ampliaciones de los Sistemas Nacionales

10.10.1 Los OS/OM deberán informar por escrito a la CRIE de las ampliaciones de los respectivos sistemas de transmisión. Cuando la Ampliación sea en una tensión igual o mayor a 115 kV, junto con el anuncio de la ampliación deberán enviar la información que necesita el EOR para evaluar si la misma será parte de la RTR.

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

10.10.3 Si el resultado de la evaluación muestra que la Ampliación formará parte de la RTR:

a) La CRIE será la responsable de aprobar la Ampliación, sobre la base de los resultados de los estudios que se describen en el Numeral 11.3 para las Ampliaciones a Riesgo;

b) La CRIE solicitará al EOR que realice la evaluación del Beneficio Social de la Ampliación en los términos descritos en el Numeral 11.3.14 y sobre la base de los resultados de esta evaluación, el Ingreso Autorizado Regional que el titular de la Ampliación podría percibir. La CRIE informará al titular de la Ampliación sobre el Ingreso Autorizado Regional que le podría corresponder.

c) En este caso el titular de la Ampliación comunicará a la CRIE si opta por percibir como máximo el Ingreso Autorizado Regional a ser recaudado por medio del CURTR.

11. Ampliaciones de la RTR

11.1 Generalidades

11.1.1 Las ampliaciones de la RTR pueden surgir de uno de los siguientes procesos:

a) Obras identificadas en el proceso de Planificación a Largo Plazo o en el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR que sean aprobadas por la CRIE, en adelante denominadas Ampliaciones Planificadas;

b) Ampliaciones a Riesgo que hayan sido identificadas en el proceso de Planificación a Largo Plazo o en el Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR, que no sean consideradas Ampliaciones Planificadas por concentrar sus beneficios en un único País o en pocos Agentes, pero que los Agentes en los que se concentra el beneficio acepten hacerse cargo de la proporción del costo de la expansión proporcional a sus beneficios. La remuneración reconocerá un Ingreso Autorizado Regional en función de los beneficios a terceros, siguiendo los criterios definidos en el Numeral 11.3 de este Libro; y

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

Reguladores Nacionales deberán elevar a la CRIE la Solicitud para realizar la ampliación presentada por los Agentes, quién deberá decidir sobre su aprobación. Las autorizaciones, permisos, o concesiones deberán ser finalmente otorgadas por la autoridad competente del país donde se ubique la ampliación, una vez que hayan sido autorizadas por la CRIE.

11.2 Aprobación de Ampliaciones Planificadas

11.2.1 Las ampliaciones sólo podrán ser autorizadas por la CRIE como planificadas cuando los estudios técnico económicos demuestren que la expansión incrementa el Beneficio Social a nivel regional, y en consecuencia estén en la lista que prepara el EOR según lo establecido en el Numeral 10.6.2, y que sean incluidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo o de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR. La CRIE verificará que, en los estudios realizados por el EOR, el valor presente neto del costo total asociado a suplir la demanda con la generación y transmisión construida o en construcción menos los costos de capital, operación y mantenimiento y energía no suministrada asociados a la expansión, sea mayor que cero. Para el cálculo del valor presente neto se usara la tasa de descuento que fije la CRIE.

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

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

a) La conveniencia económica de las obras;

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

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

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

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

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

base de las conclusiones obtenidas de la verificación de los respectivos informes, las opiniones y las eventuales observaciones recibidas de organismos u opinión pública.

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

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

11.3 Aprobación de Ampliaciones a Riesgo

11.3.1 Las ampliaciones solicitadas por los *Agentes* y que se desarrollen exclusivamente en el territorio de uno de los países del MER, y que no sean identificadas por el procedimiento descrito en el Numeral 10.10 de este Libro como pertenecientes a la RTR, deberá ser realizada siguiendo los procedimientos establecidos por la regulación nacional, pero quedando a cargo de cada OS/OM verificar que la ampliación no afecte la Capacidad Operativa de Transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la RTR.

11.3.2 Cuando una ampliación tenga por objeto conectar directamente con la RTR a un Agente que no está vinculado con la red de su país quedará sujeto a aprobación por la CRIE, adicionalmente a las autorizaciones requeridas en los países involucrados.

11.3.3 Un Iniciador en una Ampliación a Riesgo, a fin de completar la Solicitud que deberá presentar a la CRIE según lo dispuesto en el Numeral 11.3.6 de este Libro, solicitará al EOR la información contenida en la *Base de Datos Regional*.

11.3.4 El interesado en construir una ampliación a riesgo puede realizar por su propia cuenta los estudios necesarios para solicitar un Ingreso Autorizado Regional según el Numeral 11.3.7, siempre y cuando los resultados de los mismos sean revisados por el EOR. En caso de que el interesado desee que el EOR realice los estudios, solicitará una oferta al EOR.

11.3.5 Las Ampliaciones a Riesgo con beneficio regional, a los efectos del cálculo de su Ingreso Autorizado Regional, se clasifican en:

a) Instalaciones para vincular un Agente a la RTR, que puede consistir en líneas de transmisión, transformadores y conexiones a subestaciones existentes. Para este tipo de ampliaciones, el Iniciador sólo podrá percibir un Ingreso Autorizado Regional en caso de que nuevos Agentes que inyectan deseen usar la interconexión para vincularse a la RTR si la misma se construyó para realizar inyecciones a la RTR, y en caso que nuevos Agentes que retiran deseen conectarse si el objetivo de la ampliación fue el de realizar retiros de la RTR. En este caso el Ingreso Autorizado Regional será fijado por la CRIE, en base al Costo Estándar de la Ampliación, la distancia de la nueva conexión a la subestación más próxima de la RTR y la potencia máxima inyectada o retirada por el nuevo Agente que inyecta o Agente que retira en relación con la capacidad de la instalación. Los Ingresos Autorizados

Regionales serán pagados exclusivamente por los nuevos Agentes, excepto Transmisores, que se conecten a la ampliación;

b) Refuerzos a la RTR, consistentes en instalaciones que vinculan nodos existentes de la RTR. Para este tipo de instalaciones, el Iniciador sólo tendrá derecho a percibir un Ingreso Autorizado Regional en los términos previstos en el Numeral 11.3.7 de este Libro; y

c) Las instalaciones que fueron identificadas en el proceso de planificación, e incluidas en los Informes de Planificación a Largo Plazo o Informe de Diagnóstico que concentran los beneficios en un solo País o en pocos Agentes, excepto Transmisores. En estos casos la ampliación quedará clasificada dentro las categorías definidas en el Literal anterior a) o b) según corresponda.

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

a) Constancia que es un Agente en el País donde se ubica la ampliación, o de que está tramitando la misma según lo establecido en la correspondiente regulación nacional;

b) Memoria técnica de la ampliación, identificando claramente la ubicación de las instalaciones asociadas, que permita verificar el cumplimiento de los criterios de diseño de las instalaciones de transmisión vigentes en cada país donde se ubiquen las respectivas instalaciones;

c) Estudios técnicos que permitan verificar el cumplimiento de los CCSD con la obra propuesta, presentando los estudios que se requieren con este objetivo, realizados con los criterios que se establecen en el Capítulo 17 de este Libro. Estos estudios deberán ser realizados por el Iniciador, y el EOR deberá suministrar toda la información que resulte necesaria para el estudio;

d) Cronograma de trabajos, indicando fecha de iniciación y puesta en servicio; y

e) El costo estimado de la obra.

11.3.7 Un Iniciador puede solicitar el reconocimiento de un Ingreso Autorizado Regional a la CRIE en los términos previstos en los Numerales 11.3.5 a) y b) de este Libro. En este único caso, deberá incorporar a la Solicitud la siguiente información:

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 CURTR.

b) Indicación sobre si el cálculo del Ingreso Autorizado Regional se basará en: (1) el Costo Estándar de la Ampliación o (2) el Canon resultante de una licitación pública internacional para la construcción, operación y mantenimiento de la Ampliación; y

c) En caso de haber optado por la opción (2) en el Literal b), se deberá adjuntar un borrador de Pliegos para el llamado a licitación pública internacional.

11.3.8 La CRIE verificará que la información contenida en la solicitud sea adecuada, pudiendo requerir al Iniciador la presentación de información faltante o adicional.

11.3.9 Dentro de los cinco (5) días hábiles desde el momento que la información contenida en la Solicitud esté completa, la CRIE procederá a:

a) Remitir la Solicitud al EOR, los OS/OM y los Agentes Transmisores involucrados, a los efectos de contar con las opiniones de éstos. El EOR, los OS/OM y los Agentes Transmisores contarán con un plazo de hasta treinta (30) días para responder a la consulta de la CRIE. De no recibir la CRIE los comentarios del EOR, OS/OM o los Agentes Transmisores en el plazo indicado, considerará que no tienen observaciones; y

b) Publicar, a cuenta del Iniciador, en dos periódicos de circulación nacional en cada País de la región la solicitud presentada, invitando a enviar comentarios y observaciones dentro de un plazo de quince (15) días.

11.3.10 En un plazo no mayor de cuarenta y cinco (45) días de recibida la solicitud completa, la CRIE decidirá la aprobación o rechazo de la ampliación propuesta sobre la base de los resultados obtenidos, de su verificación, las opiniones y observaciones recibidas. El rechazo sólo podrá basarse en alguna de las siguientes condiciones: (1) que la ampliación, con el diseño presentado afecta la seguridad operativa de la RTR, de instalaciones y personas, o no permite el cumplimiento de los CCSD; (2) disminuye la Capacidad Operativa de Transmisión existente; (3) no cumple con los criterios ambientales establecidos en el Capítulo 15 de este Libro.

11.3.11 En caso que se dieran las condiciones previstas en el Numeral 11.4.7, el Iniciador deberá responder sobre si acepta la propuesta de hacerse cargo de parte de los costos de la Ampliación en un plazo de cuarenta y cinco (45) días.

11.3.12 La CRIE emitirá una resolución aprobando o rechazando las ampliaciones, y especificando los cambios que será necesario introducir a la Ampliación para su aprobación. El Iniciador fijará el plazo que considere conveniente para introducir las adecuaciones al proyecto de ampliación y volverlo a presentar. La resolución deberá estar fundamentada con todos los estudios realizados y contener todas las opiniones y observaciones emitidas. La CRIE notificará la resolución al EOR, quien deberá ponerla en conocimiento de los OS/OM y de cada Agente a través de su sitio de Internet.

11.3.13 No habrá límites en el número de veces que un Iniciador puede volver a presentar una Solicitud para una ampliación que sea rechazada por la CRIE, aunque en cada caso deberá demostrar que ha resuelto los problemas identificados por los que fue rechazada la Solicitud.

11.3.14 En caso que la CRIE apruebe la Ampliación y el Iniciador haya solicitado un Ingreso Autorizado Regional, la CRIE determinará si este corresponde y en caso positivo, el valor del Ingreso Autorizado Regional a reconocer se calculara de acuerdo al Numeral 9.2.1 literal d).

11.3.15 En caso de aprobación de la solicitud por parte de la CRIE, el Iniciador deberá obtener la correspondiente autorización, permiso, o concesión del correspondiente Regulador Nacional. El Iniciador tendrá derecho a percibir, en caso de haberlo solicitado, el Ingreso Autorizado que resulta de la aplicación del Numeral 11.3.14.

11.3.16 En caso de ampliaciones realizadas para conectarse a la RTR en los términos definidos en el Numeral 11.3.5 a), el Iniciador podrá solicitar a la CRIE, un Ingreso Autorizado Regional

para la Ampliación de la cual es titular, a partir del momento en que la CRIE apruebe la conexión de un Agente que inyecte o un Agente que retire.

11.4 Ejecución de las Ampliaciones de Transmisión

11.4.1 Ampliaciones Planificadas

11.4.1.1 Las ampliaciones planificadas aprobadas por la CRIE que sean resultantes del proceso de planificación serán realizadas por un *Agente Transmisor* u otra empresa calificada acorde al literal b) que será seleccionado a través de una licitación pública internacional, que se organizará con los siguientes criterios:

a) Una vez aprobadas las ampliaciones, la CRIE encomendará al EOR la preparación de los Documentos de Licitación, que incluirán el desarrollo del proyecto básico de la ampliación planificada a licitarse. El EOR calculará un valor de Canon Máximo Aceptable, como el costo anual estimado incluido en el informe de Planificación a Largo Plazo o en el informe de Diagnóstico a Mediano Plazo según corresponda, y la tasa de descuento determinada por la CRIE, multiplicado por un factor que será fijado por la CRIE. Los Documentos de Licitación y el Canon Máximo Aceptable serán aprobados por la CRIE;

b) La CRIE elaborará los documentos para la precalificación de empresas interesadas en presentar ofertas para el desarrollo de la ampliación planificada. En este documento la CRIE hará conocer a los interesados el Canon Máximo Aceptable;

c) La precalificación de las empresas interesadas se basará en condiciones de experiencia previa en desarrollo de proyectos de transmisión, suficiencia financiera y cumplimiento de requisitos legales, no pudiendo limitarse el número de empresas interesadas precalificadas;

d) El llamado a precalificación será publicado en un diario de circulación masiva en cada uno de los Países Miembros, así como en el sitio de Internet de la CRIE;

e) La CRIE enviará a las empresas precalificadas los Documentos de Licitación, estableciendo un plazo para la presentación de las ofertas;

f) Cada oferente deberá presentar el valor de Canon solicitado, el cual será percibido por el ganador de la licitación por un Período de Amortización que será fijado por la CRIE en cada caso, pero que no podrá ser menor a diez (10) años ni mayor a veinte (20) años;

g) La adjudicación de la licitación se realizará en dos etapas: (1) calificación de las ofertas a través de la verificación de los requisitos establecidos en los Documentos de Licitación; (2) para las ofertas calificadas, la adjudicación a la oferta que proponga el menor Canon, en la medida que esta sea menor al Canon Máximo Aceptable. Si no hubiera ninguna oferta aceptada, la licitación será declarada desierta, debiendo la CRIE solicitar que el EOR revise nuevamente los estudios que determinaron la factibilidad de la ampliación y los Documentos de Licitación;

h) El adjudicatario deberá construir la ampliación, operarla y mantenerla, quedando sujeto al régimen de calidad de servicio que se describe en el Capítulo 6 de este Libro;

i) A partir del fin del Período de Amortización, se considerarán estas instalaciones como existentes, y quedarán sujetas a la remuneración igual a los costos de

Administración, Operación, Mantenimiento y otros costos, estimados como se especifica en el Numeral 9.2.5, más el Valor Esperado por Indisponibilidad (VEI); y

j) El adjudicatario de la licitación obtendrá la autorización-permiso-concesión prevista en las regulaciones de los países donde se ubicará la ampliación planificada adjudicada.

11.4.2 Ampliaciones a Riesgo

11.4.2.1 Una vez aprobada por la CRIE una Ampliación a Riesgo, el Iniciador podrá: (1) llamar a una Licitación Pública Internacional, en los términos que se describen en este numeral; o (2) contratar la ampliación en forma privada. A los efectos de la alternativa (1) el procedimiento a seguirse será el siguiente:

a) Los Documentos de Licitación para la contratación de ampliaciones a riesgo será elaborado por el Iniciador y aprobados por la CRIE. Ésta solicitará al EOR el cálculo del Canon Máximo Aceptable, con los mismos criterios que en el caso de ampliaciones planificadas. El proceso licitatorio será por el diseño, construcción, operación y mantenimiento y financiamiento de la ampliación;

b) El Iniciador deberá usar los criterios de precalificación que establezca la CRIE, tal como se describen en el Numeral 11.4.1.1 de este Libro;

c) El Iniciador deberá enviar a todas las empresas precalificadas los Documentos de Licitación, dando un plazo no menor a dos (2) meses para la presentación de las propuestas;

d) Los oferentes solicitarán como única remuneración un Canon anual por un Periodo de Amortización que definirá la CRIE, pero que no será menor a diez (10) años ni superior a veinte (20) años. El Agente Transmisor que resulte adjudicatario deberá operar y mantener las instalaciones, y estará sujeto al régimen de calidad del servicio establecido en el Capítulo 6 de este Libro;

e) La adjudicación de la licitación se realizará en dos etapas: (1) calificación de las ofertas a través de la verificación de los requisitos establecidos en los Documentos de Licitación; (2) para las ofertas calificadas, la adjudicación a la oferta que proponga el menor Canon, en la medida que esta sea menor al Canon Máximo Aceptable. El Iniciador podrá adjudicar a una oferta más cara, si acepta hacerse cargo de la diferencia de precios, quedando la misma automáticamente descontada del eventual Ingreso Autorizado Regional que pudiera recibir;

f) A partir del cumplimiento de Período de Amortización, se considerarán estas instalaciones como existentes, sujetas a la remuneración establecida en el Numeral9.2.5; y

g) El Iniciador obtendrá la autorización, permiso o concesión prevista en las regulaciones de los países donde se ubicará la ampliación adjudicada.

11.4.3 Ampliaciones a Riesgo Contratadas en forma Privada por los Iniciadores

11.4.3.1 Los Iniciadores de Ampliaciones a Riesgo que no soliciten percibir un Ingreso Autorizado Regional, o que acepten que este se fije en base al Costos Estándar Anual que calculó el EOR, decidirán por su propia cuenta la forma de contratación de la construcción, financiamiento, operación y mantenimiento y se harán cargo del pago de todos los costos y compensaciones que surjan durante la operación de la ampliación. Las ampliaciones contratadas de esta forma estarán igualmente sujetas al régimen de calidad del servicio establecido en el Capítulo 6 de este Libro.

11.4.3.2 Una vez aprobada la ampliación a riesgo por la CRIE y la respectiva autoridad competente nacional, y obtenido el permiso, concesión o autorización, el Iniciador podrá contratar la construcción, y si fuera necesario la operación y mantenimiento con un *Agente Transmisor*.

11.4.4 Revisión del Diseño

11.4.4.1 La revisión del diseño de todas las ampliaciones de la RTR será realizada por el EOR, de tal manera que cumpla con las normas regionales que correspondan.

11.4.5 Puesta en Servicio de Ampliaciones

11.4.5.1 La puesta en servicio de ampliaciones será realizada de acuerdo a lo indicado en el Numeral 17.5.

11.4.6 Operación Comercial de las Ampliaciones

11.4.6.1 Los propietarios de ampliaciones que no sean *Agentes Transmisores* deberán habilitarse como tal.

11.4.7 Compatibilidad entre Ampliaciones Planificadas y a Riesgo

11.4.7.1 Al evaluar una Ampliación a Riesgo, el EOR analizará si fuera conveniente introducir modificaciones al proyecto de la misma, tales que el incremento del Beneficio Social sea mayor que el costo marginal asociado a las modificaciones, ambos actualizados por la tasa de descuento fijada por la CRIE. El resultado de este análisis deberá ser comunicado a la CRIE.

11.4.7.2 Si el resultado mostrara que las modificaciones al proyecto son convenientes según el criterio expuesto en el numeral anterior, la CRIE deberá informarlo al Iniciador, proponiéndole una de las siguientes alternativas:

a) Que el Iniciador modifique el proyecto, adecuándolo a la propuesta del EOR. En ese caso el Beneficio Social incremental sería usado para incrementar el porcentaje mencionado en el Numeral 11.3.14 de este Libro a que tiene derecho el Iniciador; o

b) Que el Iniciador contrate la construcción de la Ampliación por licitación incluyendo la modificación. El costo adicional asociado a la modificación será considerado como si fuera una Ampliación Planificada, siendo pagado por los Agentes que inyectan y Agentes que retiran de acuerdo a lo previsto en el Capítulo 9 de este Libro.

12. [215]Sistema de Liquidación

12.1 Cuentas de Compensación

12.1.1 El objetivo de las Cuentas de Compensación es permitir que los *Agentes*, que deben pagar los CURTR realicen liquidaciones con los cargos vigentes en el semestre respectivo, de acuerdo a lo definido en el Capítulo 9, mientras que los *Agentes Transmisores* reciben pagos mensuales que les permitan percibir sus Ingresos Autorizados Regionales.

12.1.2 El EOR administrará una Cuenta de Compensación de Faltantes (CCF) y una Cuenta de Compensación de Excedentes (CCE) por cada *Agente Transmisor*.

12.1.3 Las Cuentas de Compensación tendrán sub-cuentas por cada instalación del *Agente Transmisor*. La Cuenta de Compensación de Faltantes registrarán saldo a favor del *Agente Transmisor*, por el cual recibirá intereses acreditados el día de la liquidación por saldos pendientes de pago a una tasa que será fijada por la CRIE. La Cuenta de Compensación de Excedentes recibirá los productos financieros que el EOR obtenga de su manejo, los cuales serán acreditados el último día de cada mes.

12.1.4 En noviembre y mayo de cada año el EOR realizará el cálculo de los CURTR según los criterios que se establecen en el Capítulo 9, los cuales tendrán validez a partir de los meses de enero y julio siguientes.

12.2 Conciliación, Facturación y Liquidación del Servicio de Transmisión

12.2.1 La conciliación de los Cargos Variables de Transmisión se hará usando los datos del predespacho regional y los predespachos nacionales, o los redespachos según corresponda. Los *Agentes Transmisores* recibirán los Cargos Variables de Transmisión que resulten después de descontar los pagos a los titulares del Derechos de Transmisión de acuerdo al Anexo D, Capitulo 9 "*Descuento del CVT de cada instalación de la RTR los montos que se destinan al pago de DF y DFPP*".

12.2.2 La Conciliación, Facturación y Liquidación de la Subasta de los DT, establecida en el Capítulo 8, será realizada como parte del proceso de la Conciliación, Facturación y Liquidación del Servicio de Transmisión.

12.2.3 La conciliación de los pagos a los titulares de los DT se hará usando los datos del predespacho, o el redespacho según corresponda. La conciliación se hará de acuerdo a los Numerales 8.8 "*Cálculo de la Renta de Congestión*" y 8.9 "*Cálculo y liquidación de los Derechos de Transmisión*".

12.2.4 Los ingresos o egresos del mes que corresponden a cada titular de DT se calculan como la suma, para todas las horas del mes, de la diferencia entre las cantidades de los DT en el nodo de retiro valorizados al correspondiente precio nodal menos las cantidades de los DT en los nodos de inyección valorizados al correspondiente precio nodal. Los precios nodales que se utilizan son los provenientes del predespacho. El ingreso o egreso que corresponde

[215] Capítulo inaplicable según lo dispuesto en la Resolución CRIE-NP-19-2012 y sus modificaciones, de conformidad con lo establecido en el resuelve quinto de la resolución CRIE-6-2017 del marzo de 2017, adicionado mediante la resolución CRIE-17-2017, emitida el 05 de mayo de 2017.

a un titular de DT es la suma de los ingresos o egresos correspondientes a cada uno de los DT de los cuales es titular.

12.2.5 Las cantidades a pagar por los *Agentes* de cada País serán calculadas por el EOR en base a los valores vigentes de CURTR, los retiros y las generaciones netas de los *Agentes* expresadas en MWh. Los valores de retiros y la generación neta de los *Agentes*, registradas en el mes a conciliar, deberán ser informados por los OS/OM antes del día tres (3) del mes siguiente.

12.2.6 La conciliación de los Servicios de Transmisión detallará:

a) Los pagos a percibir por los *Agentes Transmisores* del País, separando:

i. Los pagos a cada *Agente Transmisor* propietario de la Línea SIEPAC;
ii. Los pagos a cada *Agente Transmisor* propietario de Ampliaciones Planificadas;
iii. Los pagos a cada *Agente Transmisor* propietario de una Ampliación a Riesgo con Beneficio Regional;
iv. Los pagos a cada *Agente Transmisor* propietario de instalaciones existentes o Ampliaciones a Riesgo.

b) Los pagos que deben realizar los Agentes, exceptuando Transmisores;

c) Los pagos a los titulares de los Derechos de Transmisión; y

d) Los pagos que deben realizar los compradores de los Derechos de Transmisión;

12.2.7 La conciliación de los Servicios de Transmisión para el *Agente Transmisor* para cada instalación de la RTR se hará de acuerdo a lo siguiente:

a) Se realizara una Conciliación Preliminar con la siguiente formula:

Conciliación preliminar (CP) =
+ CVT netos después de descontar los pagos a los Titulares de los DT
+ CURTR
+ Ingreso por Venta de DT (IVDT)

b) El Ingreso Autorizado Regional Mensual (IARM) es igual al Ingreso Autorizado Regional entre doce (12) menos las Compensaciones por Indisponibilidad.

c) Si la Conciliación Preliminar (CP) mas la Cuenta de Compensación de Excedentes (CCE) es mayor o igual al Ingreso Autorizado Regional Mensual (IARM) más la Cuenta de Compensación de Faltantes (CCF), entonces la Conciliación Final (CF) al *Agente Transmisor* y los saldos de la Cuentas de Compensación son iguales a:

Si (CP + CCE >= IARM + CCF), entonces:

CF = IARM + CCF
CCF = 0
CCE = (CCE + CP) – (IARM + CCF)

d) Si la Conciliación Preliminar (CP) más la Cuenta de Compensación de Excedentes (CCE) es menor al Ingreso Autorizado Regional Mensual (IARM) más la Cuenta de Compensación de Faltantes (CCF), entonces la Conciliación Final (CF) al *Agente Transmisor* y los saldos de la Cuentas de Compensación son iguales a:

Si (CP + CCE < IARM + CCF), entonces:
CF = CP + CCE
CCE = 0
CCF = (CCF + IARM) – (CP + CCE)

12.2.8 La información de la conciliación, facturación y liquidación de los montos que los *Agentes* de cada País deberán pagar en concepto de Servicios de Transmisión correspondientes al mes anterior, deberán seguir el procedimiento y plazos establecidos en el Capítulo 2 del Libro II del RMER.

13. Diseño de Ampliaciones

13.1 Requerimientos

13.1.1 Los equipamientos a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión, deberán cumplir con los siguientes criterios generales de diseño en el orden de prelación que se indica a continuación:

a) Los criterios establecidos en el presente Libro;

b) Las regulaciones vigentes en cada país para el diseño de los equipamientos en cada nivel de tensión; y

c) Los criterios de diseño de las instalaciones de la Línea SIEPAC.

13.1.2 De existir diferencias entre las normas y criterios usados en cada país que hagan necesario o conveniente la armonización de las mismas, los *Agentes Transmisores* presentarán ante la CRIE una solicitud, la cual contendrá un análisis técnico de las diferencias y sus efectos sobre la RTR y la propuesta de adopción de las nuevas normas o criterios.

13.1.3 La CRIE, opcionalmente en consulta con los Reguladores de los Países Miembros y el EOR, evaluará la solicitud, y de considerarlo conveniente, emitirá una Resolución con la nueva regulación, la cual será de aplicación en todo el ámbito de la RTR.

14. Uso de Espacios Públicos y Privados para Instalaciones de Transmisión

14.1 Requerimientos

14.1.1 De acuerdo a lo establecido en el Artículo 17 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, las autorizaciones, permisos y concesiones para el uso de los espacios públicos y privados serán otorgadas por cada Gobierno una vez se hayan cumplido los procedimientos legales de cada país, según corresponda, para futuras expansiones de las redes de transmisión regional.

14.1.2 Para obtener la información con el fin de tramitar las autorizaciones, la CRIE en coordinación con los Reguladores Nacionales debe identificar en cada país lo siguiente:

a) Las normas vigentes en cada país sobre ordenación del territorio y urbanismo, e identificar la forma de evitar que su cumplimiento pueda ocasionar demoras que vayan más allá de los plazos razonables para cumplir con los requerimientos; y

b) Las normas municipales vigentes en cada país, identificar la compatibilidad con las regulaciones nacionales y con el Tratado Marco. Realizar las gestiones legales y administrativas que aseguren el cumplimiento de las regulaciones nacionales y el Tratado. Identificar la forma de evitar que la obtención de las licencias legalmente correctas pueda ocasionar demoras que vayan más allá de los plazos razonables para cumplir con los requerimientos.

14.1.3 La CRIE debe identificar cualquier falta de uniformidad que pueda existir en los criterios aplicados por las Entidades encargadas de las tramitaciones de autorizaciones o licencias.

15. Consideraciones Ambientales

15.1 Áreas Protegidas

15.1.1 La CRIE, en coordinación con las autoridades competentes de cada país, debe identificar todos los espacios naturales con algún grado de protección en el territorio regional, que puedan crear restricciones o inhibiciones para el proyecto de infraestructuras lineales y que puede llegar a hacer inviable en la práctica, la unión de dos puntos de la red de transmisión y poner la información a disposición del EOR para que sea considerada en el proceso de planificación. Esta información deberá ser colocada en el sitio de Internet del EOR para conocimiento de todos los *Agentes*.

15.2 Criterios

15.2.1 La gestión ambiental a desarrollar por cada Iniciador o Agente, se realizará de manera tal que permita:

a) La prevención o la mitigación de los impactos ambientales originados por las actividades de transmisión y transformación de la energía eléctrica; y

b) El seguimiento permanente de los indicadores para verificar el cumplimiento de las regulaciones de control ambiental en cada país donde se ubique una instalación.

15.3 Condiciones

15.3.1 Las condiciones mínimas a cumplir por el Iniciador o Agente son las siguientes:

a) Dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente en cada país donde se ubiquen sus instalaciones, asumiendo la responsabilidad de adoptar las medidas que correspondan para mitigar o evitar impactos negativos sobre el aire, el suelo, las aguas y otros componentes del ecosistema;

b) Mantener los equipos e instalaciones principales y auxiliares de transmisión y transformación, en condiciones tales que permitan disminuir o igualar los niveles de contaminación a los fijados por la legislación ambiental vigente en cada país que corresponda aplicar en cada caso en particular; y

c) Establecer y mantener durante todo el período de operación, registros que faciliten la verificación del cumplimiento de la regulación ambiental.

15.4 Requerimientos

15.4.1 En la operación y mantenimiento de las instalaciones, cada Agente está obligado a adoptar todas las medidas técnicas para cumplir con los límites de emisión de contaminantes fijados por la regulación ambiental nacional.

15.4.2 Cada Agente deberá efectuar mediciones periódicas, en los puntos identificados como críticos, de la intensidad del campo electromagnético, radio-interferencia, ruido audible y medir las resistencias de las conexiones de puesta a tierra, conforme lo establecido en las regulaciones nacionales.

15.4.3 Durante la operación de la RTR, cada Agente deberá dar cumplimiento de los niveles de tolerancia para campo electromagnético, radio-interferencia y ruido audible, contemplados por la legislación vigente en cada país,

15.4.4 Cada Agente deberá readecuar e instalar en las estaciones transformadoras y compensadoras, sistemas de contención y recuperación de los líquidos refrigerantes, a fin de evitar, en caso de accidentes, la contaminación por efluentes a los sistemas pluviales y sanitarios.

15.4.5 Cada Agente deberá emplear medios manuales o mecánicos para los trabajos de desmalezado y control de la vegetación, durante las actividades de mantenimiento en las franjas de servidumbre, calles de acceso y patios de subestaciones. En el caso de requerirse la utilización de sustancias químicas de uso restringido, el Agente deberá solicitar autorización previa a la autoridad competente.

15.4.6 Cada Agente deberá cumplir con las normas relacionadas con la utilización, manipulación, almacenamiento y disposición final de equipos o materiales que contengan sustancias tóxicas o peligrosas para la salud de las personas y el medio ambiente.

15.4.7 Cada Agente deberá cumplir con las normas relativas a la utilización, manipulación y disposición de Difenilos Policlorados (DPC), Askarel o PCB, en equipos existentes a la fecha de vigencia de este Reglamento. En el caso de nuevas instalaciones queda prohibida la utilización de equipos que contengan tales sustancias.

16. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para el Diseño de las Instalaciones de la RTR y la Operación del SER

16.1 Criterio para el Diseño de las Instalaciones que forman parte de la RTR

16.1.1 El EOR, en coordinación con los OS/OM, deberá presentar a la CRIE una propuesta de normas de diseño de instalaciones y equipos vinculados a la RTR dentro del plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigencia de este Reglamento.

16.1.2 Los equipamientos existentes y a instalar en la RTR, incluidos aquellos de los puntos de conexión con las redes nacionales, sin perjuicio de lo dispuesto en el Numeral 16.1.1, deberán necesariamente cumplir con las siguientes normas de diseño:

a) Deberán permitir que la operación de la RTR se realice de acuerdo a las Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidas en el Numeral 16.2;

b) En el punto de conexión, deberán soportar el nivel de corriente de cortocircuito existente o el que resulte como consecuencia de la evolución de la RTR. Cuando la

conexión de nuevo equipamiento resulte en un cambio de los niveles de cortocircuito que supere el nivel nominal de corriente de cortocircuito de los equipos existentes, se deberá analizar el reemplazo de estos últimos con los mismos criterios con que se autoriza una Ampliación Planificada. La recomendación de su adecuación debe estar incluida en el Diagnostico de Mediano Plazo que el EOR realiza como parte del proceso de planificación indicado en el Capítulo 13 del presente Libro;

c) Los puntos neutros de los transformadores de la RTR deberán estar conectados sólidamente a tierra. Los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones deberán diseñarse de acuerdo a la versión más reciente de la Norma 80 "*Guide for Safety in AC Substation Grounding*" del IEEE, o de acuerdo a los requerimientos más recientes para sistemas de puesta a tierra contemplados en la Norma DIN o VDE Nº 0141/7.76, para tensiones de régimen superiores a un (1) kilovoltio;

d) El equipamiento, subestaciones, líneas aéreas y cables subterráneos deberán cumplir que el diseño, fabricación, ensayos e instalación de los mismos se realice de acuerdo con las normas IEC, CCITT, ISO, DIN/VDE, o ASTM/ANSI aplicables según sea el caso. Los Agentes Transmisores podrán presentar a la CRIE, a través de los OS/OM, una solicitud de utilizar otras normas;

e) En los puntos de conexión a la RTR, deberá existir coordinación del aislamiento;

f) Los Agentes deberán coordinar el ajuste de los sistemas de protección cuyo alcance comprenda la zona del punto de conexión con la RTR, asegurando que los mismos actúen de forma selectiva, desconectando los elementos fallados. El esquema de protección (relés, alambrado, bobinas, interruptores, canal de comunicación, etc.) debe cumplir con los CCSD aún con la falla de un componente de dicho esquema. El EOR deberá supervisar esta tarea, a fin de que exista compatibilidad a nivel regional;

g) Las instalaciones conectadas a la RTR deberán disponer de relés de protección de respaldo para fallas que ocurran en la RTR. Las instalaciones de los Agentes Transmisores deberán también disponer de tales relés de protección de respaldo para sus propios equipos por fallas que ocurran en los sistemas de los demás Agentes conectados a la RTR. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones deberán ser determinados por los Agentes mediante estudios eléctricos usando los CCSD y ser aprobados por el EOR;

h) El tiempo máximo para el despeje o liberación de fallas, entendiéndose por tal, el transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco del interruptor que libera la falla, para fallas que ocurran en los equipos del Agente directamente conectados a la RTR y para las que ocurran en los equipos de la RTR directamente conectados a los del Agente, deberá ser determinado por el Agente involucrado y acordado con el Agente Transmisor y el OS/OM respectivo, en forma previa a la conexión del equipamiento. Para esta determinación el Agente deberá preparar los estudios eléctricos usando los CCSD. Los valores que determine cada Agente deberán ser sometidos a la aprobación del EOR, a fin de asegurar que éstos sean compatibles a nivel regional;

i) Las instalaciones de todos los Agentes conectados a la RTR deberán integrarse a los Esquemas de Control Suplementario (ECS) que con criterio técnico y económico el EOR, en coordinación con los OS/OM, juzgue necesario implementar para preservar la calidad y seguridad del SER;

j) Las unidades generadoras conectadas a la RTR directa o indirectamente, deben cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y los siguientes criterios mínimos de diseño:

i. Los interruptores de maniobra en el punto de conexión entre un generador y la red de un *Agente Transmisor* deberán contar con protección de falla de interruptor. Los requerimientos de la protección de falla de interruptor y su coordinación con el resto de las protecciones deberán ser determinados por el Agente involucrado en coordinación con el *Agente Transmisor* y el OS/OM respectivo;

ii. Disponer del equipamiento de control de tensión (sistema de excitación y regulador de voltaje) y estabilizadores de sistemas de potencia (PSS) para amortiguamiento de las oscilaciones del sistema de potencia, así como equipamiento de control de potencia/frecuencia (reguladores de velocidad), que la RTR pueda requerir para asegurar un desempeño estable;

iii. Disponer de un interruptor de maniobra en cada punto de conexión de un generador con la RTR, asegurando el tiempo de despeje de fallas para cumplir con los CCSD;

iv. Las unidades generadoras conectadas a la RTR, que el OS determine que deben formar parte del plan nacional de restablecimiento, deberán disponer de instalaciones para arranque en negro;

v. Las unidades generadoras que determine el OS/OM deberán permanecer sincronizadas al SER cuando ocurran perturbaciones en la frecuencia y la tensión;

vi. Las unidades generadoras deben soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica después de su punto de conexión a la red, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo;

vii. Disponer de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de generación, cuando el EOR, en coordinación con el OS/OM, lo determine necesario para implementar un ECS;

viii. Se exceptúan de estos requerimientos las plantas generadoras que no estén conectadas directamente a la RTR y que posean una capacidad instalada igual o menor a 5 MW;

k) Las instalaciones de los *Agentes* que retiran que se vinculen directa o indirectamente a la RTR, deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

i. Contar con las protecciones necesarias para aislar las fallas que se originen en sus instalaciones y así evitar la propagación de los efectos de la falla al SER;

ii. El punto neutro de los transformadores de potencia y de los reactores/capacitores de compensación en paralelo que estén conectados a la RTR, deberá conectarse sólidamente a tierra. El *Agente Transmisor* deberá acordar con el Agente que retira cualquier desviación de este requerimiento;

iii. Disponer de los equipamientos necesarios para la desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje, que establezca el OS/OM respectivo, de acuerdo a las exigencias establecidas en el presente Libro. El EOR supervisará el cumplimiento de esta disposición.

16.1.3 Para asegurar el cumplimiento de los CCSD, los interesados en conectar nuevas instalaciones al SER (líneas, subestaciones, generadores, etc.) deberán presentar al EOR, a

través del OS/OM, un estudio del impacto de las instalaciones en la operación del SER, conforme con los requerimientos fijados por el EOR.

16.2 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del Sistema Eléctrico Regional

16.2.1 Es responsabilidad de cada OS/OM operar las instalaciones que afecten el desempeño de la RTR cumpliendo con los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos en la regulación de su país y en concordancia con los CCSD, definidos a nivel regional. Si alguna instalación no los cumple y esa situación implica un riesgo para las condiciones de operación del SER, los OS/OM deberán emprender todas las acciones necesarias para normalizar la operación, lo que podría incluir la desconexión operativa de la instalación.

16.2.2 Es responsabilidad del *EOR* coordinar la operación del SER cumpliendo con los CCSD.

16.2.3 Categorías

16.2.3.1 Los CCSD se dividen en las siguientes categorías:

a) Criterios de Calidad;

b) Criterios de Seguridad; y

c) Criterios de Desempeño.

16.2.3.2 Independientemente de la categorización de los CCSD, los mismos deben cumplirse simultáneamente para asegurar que la operación del SER sea la adecuada.

16.2.4 Definición y Objetivos de los Criterios

16.2.4.1 Los criterios de calidad son requisitos técnicos mínimos de voltaje y frecuencia, con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales de operación. El objetivo de estos criterios es asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales de acuerdo con los estándares internacionales.

16.2.4.2 Los criterios de seguridad son requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional con el objetivo de mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

16.2.4.3 Los criterios de desempeño son requisitos técnicos mínimos que deben cumplir las áreas de control con el objetivo de mantener el balance carga/generación manteniendo los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

16.2.5 Criterios y Parámetros de Calidad

Voltaje

16.2.5.1 La magnitud del voltaje en las barras de la RTR en condición normal de operación, debe mantenerse dentro del rango 0.95 y 1.05 por unidad con relación al voltaje nominal de la barra, manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros para cumplir con este requerimiento.

16.2.5.2 El nivel máximo de distorsión por armónicos y las variaciones de la magnitud del voltaje en el SER en condiciones normales de operación, debe cumplir con lo establecido en las Normas IEC-1000-4-7, IEC-1000-4-15 e IEEE-519.

16.2.5.3 Los *Agentes Transmisores* deberán contar con los equipos estáticos de compensación necesarios para la regulación de tensión.

16.2.5.4 Cada área de control debe contribuir a la calidad de voltaje operando debidamente sus generadores dentro de su curva de capabilidad y sus equipos de control de voltaje, incluyendo capacitores, reactores y transformadores con cambiadores de taps bajo carga (LTC). Esto con el fin de mantener los voltajes dentro del rango definido para la operación normal.

Frecuencia

16.2.5.5 La frecuencia nominal del SER es 60 Hz.

16.2.5.6 Durante la operación normal, el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos, deberán estar comprendidas dentro del rango de ($60 \pm 1.65\ \sigma$) Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos. El valor de σ será de 0.03 Hz.

16.2.6 Criterios y Parámetros de Seguridad

Al cumplirse el primer año de la operación del MER bajo el presente reglamento, el EOR realizará una evaluación técnica y económica de los criterios y parámetros definidos en este numeral para establecer la conveniencia de modificarlos, complementarlos o ajustarlos. Si se considera necesario realizar modificaciones, estas deberán ser sometidas a la aprobación de la CRIE.

16.2.6.1 Se definen los siguientes criterios:

a) Criterio de Operación Normal. En condiciones de operación normal, el sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.

b) Criterio de Contingencia Simple. Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:

   i. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;

   ii. No deben producirse disparos en cascada;

   iii. La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y;

   iv. Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

   Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe:

   i. Desconectar carga en forma automática;

   ii. Reducir las transferencias entre países.

c) Criterio de Contingencia Múltiple. Ante la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla (pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple considerando que el sistema ha sido ajustado a un estado normal después de que ocurre la primera contingencia:

i. El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;

ii. No deben producirse disparos en cascada no programados;

iii. La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia y;

iv. Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos:

i. Se permite desconectar carga y generación.

d) Criterio de Contingencia Extrema. Ante la pérdida de todas las líneas en un mismo derecho de paso, todos los generadores de una misma planta, todas las secciones de barra de una subestación o la no operación de un ECS redundante:

i. Todo el sistema interconectado o porciones del mismo podrían no alcanzar una condición de operación estable;

ii. Podría ocurrir la formación de islas;

iii. Podría ocurrir la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas.

Debido a que no es factible por razones técnicas y económicas que un sistema se proteja contra todas las posibles contingencias extremas, el EOR debe evaluar el riesgo que representa para el SER la ocurrencia de tales contingencias y proponer una estrategia de respuesta a las mismas.

16.2.6.2 Los criterios aquí establecidos deben ser cumplidos con todos los componentes en servicio.

16.2.6.3 Después de una contingencia múltiple, se debe ajustar el sistema a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos, para que el mismo quede habilitado para soportar la siguiente contingencia. Durante este tiempo, se permite la reducción de las transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema un estado de operación normal.

16.2.6.4 Después de una contingencia múltiple se permite que algunos elementos se carguen al límite térmico de emergencia, el cual es una función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga de los elementos al límite térmico continuo, debe coordinarse con el límite térmico de emergencia correspondiente.

16.2.6.5 Los Criterios y Parámetros de Seguridad listados en este numeral, se incluyen en forma tabular en el Anexo H.

16.2.7 Criterios de Desempeño

Regulación Secundaria

16.2.7.1 Las áreas de control deberán operar sus Controles Automáticos de Generación (AGC por sus siglas en Inglés), en el modo de frecuencia y control de intercambios, conocido por su nombre en Inglés "*Tie-Line Frequency Bias*".

16.2.7.2 Criterio de Desempeño de la Regulación Secundaria: son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de mantener el balance carga/generación, cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia por medio del Control Automático de la Generación (AGC por sus siglas en Inglés).

16.2.7.3 [216]El Criterios de Desempeño de la Regulación Secundaria, son los siguientes: Indicador CPS1 horario, Indicador CPS2 horario e Indicador de desempeño ante Disturbios DCS (Disturbance Control Standard), conforme se definen en las secciones A5.2, A5.3 y A5.4 del Anexo 5 del *Libro II del RMER*.

16.2.7.4 [217]Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación secundaria suficiente para cumplir con los criterios indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS.

Regulación Primaria

16.2.7.5 Criterio de Desempeño de la Regulación Primaria: son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el fin de limitar las desviaciones de frecuencia, variando la generación de las unidades de manera inversamente proporcional a las variaciones de frecuencia.

16.2.7.6 Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia, por medio de la acción de los reguladores de velocidad.

16.2.7.7 La banda muerta intencional de todos los reguladores de velocidad deberá ajustarse a ±0.03 Hz con respecto a la frecuencia nominal.

16.2.7.8 Todos los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo ("*Speed Droop*" por su nombre en Inglés) del 3%, en modo libre de operación sin los limitadores aplicados.

16.2.7.9 Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias. Esta reserva deberá ser como mínimo del 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínima.

Desempeño de las Áreas de Control ante Pérdida de Generación

16.2.7.10 Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación: son requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir cada una de las áreas de control con el objeto de retornar los flujos en las interconexiones y la frecuencia a sus valores programados, después de una pérdida de generación.

16.2.7.11 El Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación consiste en reducir a cero el valor del ACE en un tiempo máximo de quince (15) minutos después de ocurrida la pérdida de generación.

16.2.7.12 Para cumplir con el Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación, cada área de control deberá contar con suficiente reserva de contingencia: reserva rodante, reserva fría y bloques de carga interrumpible.

16.2.7.13 Los Criterios y Parámetros de Desempeño listados en este Capítulo, se incluyen en forma tabular en el Anexo H.

16.2.8 Metodología para la Revisión de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

16.2.8.1 El EOR realizará una evaluación técnica y económica de los criterios y parámetros definidos en este Capítulo para establecer la conveniencia de modificarlos, ajustarlos o complementarlos. Si se considera necesario realizar modificaciones, estas deberán ser sometidas a la aprobación de la CRIE.

[216] Modificado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.
[217] Modificado mediante la Resolución CRIE-109-2018, del 13 de diciembre del 2018.

Criterios de Calidad

16.2.8.2 Los Criterios de Calidad del Voltaje deberán evaluarse realizando un estudio que establezca las ventajas técnicas y económicas del rango propuesto de variación de la magnitud del voltaje.

16.2.8.3 El Criterio de Calidad de la Frecuencia deberá evaluarse realizando un estudio que establezca las ventajas técnicas y económicas de reducir la desviación estándar (σ) de los promedios de diez (10) minutos de la frecuencia.

Criterios de Seguridad

16.2.8.4 Los Criterios de Seguridad deberán evaluarse completando los siguientes pasos:

a) Basado en estadísticas disponibles de los sistemas de América Central, determinar estadísticamente la frecuencia de ocurrencia de contingencias simples, múltiples y extremas;

b) Basado en estudios eléctricos, determinar las consecuencias de las contingencias simples, múltiples y extremas;

c) Determinar las inversiones necesarias para proteger el SER de acuerdo a los criterios vigentes y los criterios que se proponen; y

d) Basado en los resultados de los puntos anteriores, determinar si es posible justificar la conveniencia de modificar, ajustar o complementar los criterios vigentes.

Criterios de Desempeño

16.2.8.5 Los Criterios de Desempeño deberán evaluarse completando un estudio que establezca las ventajas técnicas y económicas de las modificaciones propuestas.

16.2.9 Ámbito de Aplicación de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

16.2.9.1 Para el planeamiento de la expansión del SER, deberán ser utilizados los CCSD de las contingencias simples.

16.2.9.2 Los CCSD deberán ser utilizados en el diseño de nuevas instalaciones y las modificaciones a las existentes, la planificación de la operación incluyendo la programación del mantenimiento, la operación en tiempo real, el predespacho, el redespacho, el análisis de eventos y en general para la realización de todos los estudios eléctricos del SER.

16.2.10 Gradualidad en la Aplicación de los Criterios

16.2.10.1 Durante el primer año de la operación del MER bajo el presente reglamento, el EOR evaluará el cumplimiento de los CCSD para determinar las medidas correctivas que deben aplicar los OS/OM y los *Agentes* para asegurar el cumplimiento de los criterios. Asimismo establecerá un plazo para la implementación de las medidas correctivas.

17. Estudios para las Ampliaciones a Riesgo de la RTR

17.1 Objetivos

17.1.1 Para cumplir con los requisitos planteados en el Capítulo 11 de este Libro, la solicitud presentada por un Iniciador de una Ampliación a Riesgo debe contener los estudios de la RTR que se detallan en este Capítulo.

17.1.2 Los estudios deben indicar las condiciones del sistema previo a la ampliación, y señalar las limitaciones y restricciones existentes, así como verificar:

a) El funcionamiento del sistema en estado estable, ante fallas y dinámico;

b) La Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR; y

c) El desempeño ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos ante diferentes perturbaciones y maniobras.

17.2 Contenido de los Estudios

17.2.1 Los Iniciadores de Ampliaciones a Riesgo deben presentar una solicitud a la CRIE que contendrá los estudios que se requieren en este Capítulo. Cada Iniciador debe realizar los estudios con personal calificado, o con firmas consultoras especializadas acreditadas ante la CRIE, siguiendo los criterios expuestos en el Numeral 17.3 de este Capítulo. Los estudios serán revisados en sus aspectos técnicos por el EOR. Dentro de este marco el EOR debe:

a) Verificar que las Bases de Datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuados;

b) Verificar que los estados y escenarios analizados sean los requeridos en el Numeral 17.6 de este Capítulo;

c) Verificar que los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema, y de las consecuencias de la conexión o la ampliación sobre el mismo;

d) Producir un informe técnico, que además de presentar las conclusiones de los estudios incluya las observaciones que correspondan, detallando el impacto sobre la RTR en su conjunto, o sobre algunos Agentes en particular; y

e) Cuando la solicitud incluya un pedido de Ingreso Autorizado Regional, realizar los estudios económicos mencionados en el Numeral 11.3.7 Literal a) de este Libro.

17.2.2 Al realizarse una ampliación de la RTR, debe verificarse que ésta no producirá efectos adversos en el SER. En particular debe verificarse:

a) Si se cumplen los CCSD;

b) Si reduce la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR;

c) Si producen sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuito u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipamientos existentes;

d) Si el incremento de los Costos de Suministro de Energía en el MER, es mayor que los beneficios que produce su ingreso;

e) Si lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos en estado estable;

f) Si introduce sobrecargas en los elementos de la RTR que puedan conducir a cortes de carga; y;

g) Si reduce la reserva de potencia reactiva en el área de influencia de la ampliación.

17.2.3 Se definen tres (3) etapas con diferentes requerimientos de estudios para la conexión a la RTR:

a) Etapa 1. Estudios Eléctricos del acceso a la RTR. Esta etapa es la requerida para que la CRIE pueda autorizar la ampliación. También incluye el diseño básico de las instalaciones;

b) Etapa 2. Diseño técnico de detalle: en esta etapa se deberán realizar los estudios necesarios para definir en detalle las características del equipamiento a instalar, el que deberá ser informado al EOR. De existir condiciones que afecten el funcionamiento del sistema en su conjunto, o de algunos Agentes en particular, deberá ser evaluado por el EOR, en consulta con los OS/OM y los Agentes Transmisores; y

c) Etapa 3. Ajustes previos a la puesta en servicio: En esta etapa, se realizarán los estudios necesarios para ajustar los equipamientos y verificar su funcionamiento adecuado.

17.2.4 Los estudios de funcionamiento del sistema de potencia requeridos para la incorporación de una ampliación deberán basarse en los criterios establecidos en el Capítulo 18 de este Libro.

17.3 Etapa 1 – Estudios Eléctricos del Acceso a la RTR

17.3.1 En caso que los estudios los realice el Iniciador, deben usarse programas de simulación de sistemas eléctricos y dichos estudios deberán ser reproducibles por el EOR. El EOR publicará en su sitio de Internet la lista de los programas aceptados para estos estudios.

17.3.2 Si un programa de simulación no está en la lista del EOR, será autorizado su uso si se presenta una descripción técnica detallada de sus características y metodología de cálculo. El Iniciador deberá avalar que tal modelo cumple con lo especificado y que los datos y sus resultados han sido verificados.

17.3.3 Los datos a utilizar para realizar estudios de flujos de carga, cortocircuitos, estabilidad transitoria y transitorios electromagnéticos serán los contenidos en la Base de Datos Regional que administra el EOR. Este deberá entregar a los Iniciadores la información para realizar los estudios. Se deberán adjuntar con el estudio aquellos datos que no sean directamente obtenidos de la Base de Datos del EOR, en particular aquellos propios de la instalación para la que se presenta la Solicitud. De requerirse información adicional, se deberá realizar un levantamiento directo en las empresas propietarias de los equipamientos. Se deberán incluir todas aquellas ampliaciones y adiciones que tuvieran autorización de la CRIE o fueran informados por los Reguladores Nacionales.

17.3.4 Será un compromiso del Iniciador o Agente entregar los datos que correspondan a los equipos a instalar.

17.3.5 La solicitud presentada deberá contener:

a) Estudios de flujos de cargas;

b) Estudios de cortocircuito; y

c) Estudios de Estabilidad Transitoria y dinámica, con modelos estándar para los equipos a instalar, y modelos detallados para los equipos existentes, y definición de la necesidad o no de equipamientos adicionales de compensación, protección o control.

17.4 Etapa 2 – Diseño Técnico de Detalle

17.4.1 El EOR indicará a los Iniciadores los criterios para el ajuste de los equipamientos de maniobra y protección. El Iniciador realizará estudios de transitorios electromagnéticos asociados a las maniobras que razonablemente deberán realizarse para operar la ampliación, justificando que no causará un impacto negativo en la operación de la RTR, definiendo las características técnicas de los equipamientos de protección necesarios.

17.5 Etapa 3 – Ajustes Previos a la Puesta en Servicio

17.5.1 En esta etapa, dependiendo del proyecto, el Iniciador debe realizar los estudios para el ajuste final del equipamiento y pruebas de verificación de su funcionamiento. El alcance y cronograma de los ensayos serán acordados entre el EOR, los OS/OM involucrados y los *Agentes Transmisores*.

17.6 Escenarios

17.6.1 Los estudios correspondientes a la Etapa 1 deberán ser realizados, para aquellos estados previstos a partir del momento de la entrada en servicio de la ampliación.

17.6.2 Se deberán, además, realizar análisis complementarios para escenarios que determine el EOR para etapas posteriores a la ampliación propuesta que permitan detectar las limitaciones que puede producir la misma.

17.6.3 El EOR indicará los despachos a ser analizados con sus respectivos flujos de carga para cada uno de los cinco (5) años siguientes a la puesta en servicio de la ampliación propuesta. Para los despachos, las nuevas ampliaciones de generación y transmisión serán las que el EOR incluya en su Base de Datos.

17.6.4 Los estudios a realizar para cada una de las etapas deberán reflejar las modificaciones que la nueva generación o demanda o ampliación producen en la RTR.

17.6.5 Para aquellos estudios correspondientes a las Etapas 2 y 3, el Iniciador solicitará al EOR los escenarios a analizar.

17.7 [218]Alcance de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR

17.7.1. [219]Los alcances de los estudios eléctricos para las solicitudes de conexión a la RTR, indicados en los Capítulos 17 y 18 de este Libro, son establecidos según el tipo y tamaño del proyecto, conforme a la siguiente categorización:

a) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud menor o igual a 10 km

[218] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-02-2017, del 26 de enero de 2017.

[219] Modificado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
ii. [220]Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 de este libro).
iii. Estudio de Cortocircuitos

b) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud mayor de 10 km y menor o igual a 150 km
i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
ii. Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 de este libro).
iii. Estudio de Cortocircuitos
iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

c) Líneas de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 115 kV, con longitud mayor a 150 km
i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
ii. [221]Estabilidad de voltaje (inciso i, literal b, numeral 16.2.6.1 de este libro)
iii. Estudio de Cortocircuitos
iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.
v. Estudios de transitorios electromagnéticos, cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección; para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

d) Autotransformadores de Potencia o Transformadores de potencia para transmisión (con conexión a tensiones primarias y secundarias iguales o mayores a 115 kV)
i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
ii. Estabilidad de voltaje
iii. Estudio de Cortocircuitos

e) Compensación reactiva
i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
ii. Estabilidad de voltaje
iii. Estudio de Cortocircuitos

f) Conexión de demandas < 25 MVA

[220] Modificado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.
[221] Modificado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.

g) Proyectos de generación con capacidad igual o menor a 10 MW
   i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
   ii. Estudio de Cortocircuitos

h) Conexión de demandas > 25 MVA

Si la demanda no es de tipo industrial:
   i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
   ii. Estabilidad de voltaje
   iii. Estudio de Cortocircuitos

Si la demanda es de tipo industrial:
   i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
   ii. Estabilidad de voltaje
   iii. Estudio de Cortocircuitos
   iv. Estudios de transitorios electromecánicos u otro, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor consideren conveniente.

i) Proyectos de generación con capacidad mayor a 10 MW
   i. Flujos de carga en condición normal y ante funcionamiento de la red con contingencia.
   ii. Estabilidad de voltaje
   iii. Estudio de Cortocircuitos
   iv. Estudios de transitorios electromecánicos, para los casos que el EOR en coordinación con el OS/OM y Agente Transmisor del País donde se conecta el proyecto, consideren conveniente.

Los estudios para cualquier otro tipo de proyectos que soliciten conectarse a la RTR, que no estén contenidos dentro de las categorías anteriores, tales como enlaces extraregionales, líneas de corriente directa, electrónica de potencia, transformadores para aplicaciones especiales (filtro de armónicos, puesta a tierra, desfasamiento angular), y otros; serán los que determine la CRIE a solicitud del EOR, quien los propondrá previa coordinación con el OS/OM y el Agente transmisor del país donde se conectará el proyecto.

17.7.2. El EOR indicará el horizonte de los escenarios a ser analizados para cada uno de los años siguientes, a partir de la fecha que se indique para la puesta en servicio de la ampliación propuesta, según lo siguiente:

a) Para las categorías de proyecto indicadas como a), b), c), d), e), f) y g), en el numeral anterior, los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de un (1) año.

b) Para las categorías de proyecto indicadas h) e i), los estudios técnicos deberán comprender el análisis de los escenarios con un horizonte de tres (3) años.

17.7.3. [222]Los Solicitantes o Agentes interesados en construir las ampliaciones Planificadas y a Riesgo aprobadas por la CRIE conforme el Capítulo 11 de este Libro, identificadas en los estudios de planificación de Largo Plazo o Diagnóstico de mediano plazo que realiza el EOR conforme el Capítulo 10 de este Libro, a efectos de cumplir con los estudios técnicos requeridos en los numerales 4.5.2.5 y 4.5.3.1 de este Libro, podrán utilizar los estudios antes mencionados, o realizar lo requerido en el literal c) del numeral 11.3.6 de este Libro. Si el proyecto o ampliación no entra en operación el año previsto en los estudios técnicos que acompañan a la solicitud de conexión o se produzcan cambios en la demanda, se agregue o retire generación o se modifique la topología del sistema de transmisión y generación nacional; para el año de puesta en operación del proyecto, el EOR podrá requerir al Solicitante, una actualización de los estudios eléctricos con el fin de verificar las condiciones reales esperadas de operación.

18. Alcance de los Estudios Eléctricos

18.1 Alcance de los Estudios

18.1.1 Los estudios eléctricos que se describen en este Capítulo se aplican a:

a) Cumplir con los requisitos planteados en los Capítulos 11 y 17 de este Libro;

b) Estudios de Planificación a Largo Plazo y de Diagnóstico a Mediano Plazo que realiza el EOR;

c) Evaluación de la Solicitud presentada por un Iniciador de una Ampliación a Riesgo;

d) Estudios de la Capacidad Máxima de líneas de transmisión y otras instalaciones de la RTR que realiza el EOR; y

e) Estudios que solicite la CRIE.

18.1.2 Los estudios que se realicen en cada caso deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Estudios Eléctricos en Régimen Permanente:

I. Flujos de Carga

- Se tomarán como base los escenarios de mínima, media y máxima demanda coincidente y en otras condiciones críticas que surjan de las simulaciones de la operación del SER.

- En base a los resultados de éstos estudios se deben realizar estudios en condiciones críticas en relación a la incorporación de las nuevas instalaciones, en los escenarios arriba mencionados. De estos flujos de carga se deben verificar la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos de la RTR.

[222] Modificado mediante la Resolución CRIE-06-2017, del 9 de marzo de 2017, modificada mediante la Resolución CRIE-41-2017 del 28 de agosto del 2017.

- Este estudio debe incluir el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición N-1), identificando y analizando los escenarios que sean más exigentes para el SER. El EOR proporcionará el detalle de las contingencias a simular que tengan efecto directo sobre el área donde se ubique la ampliación.

- Cuando existan contingencias múltiples de alta probabilidad de ocurrencia, se deberán realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema ante la ocurrencia de los mismos.

II. Cortocircuitos

- Se deben realizar estudios de cortocircuitos trifásicos y monofásicos incluyendo las ampliaciones previstas. Se verificará si en alguna subestación de la red se superen los niveles de potencia de cortocircuito de diseño de los dispositivos existentes.

- Se deberá indicar cuál es el cambio de la potencia de cortocircuito por efecto de la inserción de la nueva obra. Deberá analizarse la condición para demanda máxima y mínima.

III. Equivalentes

- En las áreas lejanas a las ampliaciones analizadas, en coordinación con el EOR, se podrá utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos de manera tal que muestran un comportamiento aceptable para el tipo de estudios de que se trata.

IV. Datos

- El EOR deberá validar los datos empleados en cuánto a su origen (datos estimados, del fabricante, datos calculados, etc.).

b) Estudios de transitorios electromecánicos.

Para los casos que el EOR considere conveniente, se deberán realizar estudios de transitorios electromecánicos de acuerdo a las siguientes especificaciones. El uso de estos modelos deberá coordinarse con el EOR.

I. Requisitos mínimos para el modelo a utilizar:
   a) Demanda - deberá modelar la sensibilidad a variaciones de frecuencia y de tensión.
   b) Generadores - deberán modelarse de acuerdo a su potencia
      - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias mayores ó iguales a 100 MVA se usarán modelos de 5º y 6º orden. (se debe incluir el efecto de los arrollamientos amortiguadores).
      - Para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, con potencias menores de 100 MVA se podrán usar modelos de 3º y 4º orden.

c) Reguladores Automáticos de Tensión
   - El modelo será el proveniente del fabricante;
   - En todos los casos se deberá suministrar todos los datos del modelo y criterios adoptados, así como de su comportamiento. Deben incluirse los diagramas de bloque de los equipos de acuerdo a los datos del fabricante.
   - Para las máquinas, o equivalentes de máquinas que tengan estabilizador de potencia (PSS), este deberá ser modelado. Deben incluirse los diagramas de bloque de los equipos de acuerdo a los datos del fabricante.

d) Reguladores de Velocidad y Turbinas
   - El modelo será el proveniente del fabricante
   - En todos los casos se deberá suministrar todos los datos del modelo y criterios adoptados, así como de su comportamiento. Deben incluirse los diagramas de bloque de los equipos de acuerdo a los datos del fabricante.

e) Otros requisitos
   Deberán representarse según las instrucciones del EOR:
   - Desconexión Automática de Generación;
   - Resistores de Frenado;
   - Desconexión o conexión de reactores;
   - Puenteado de capacitores serie;
   - Control de oscilaciones de baja frecuencia;
   - Desconexión de generación por sobre/baja frecuencia;
   - Esquemas de disparos transferidos.

II. Simulación de fallas y perturbaciones.
   Las fallas que se apliquen en las simulaciones deberán adoptarse en base a los criterios de seguridad dinámica del Capítulo 16, incluyendo, además, otras perturbaciones que definan límites en la operación real, cuando esto pudiera tener efectos sobre la calidad de servicio.
   Se deberán simular las fallas que el EOR evalúe como más exigentes para mantener la estabilidad del sistema para los escenarios elegidos

III. Tiempos de simulación:
   - Para estabilidad transitoria: mínimo 3 segundos.
   - Evaluación de amortiguamiento post-falla mínimo 21 segundos.

c) Estudios de transitorios electromagnéticos

I. Se deberán realizar estos estudios cuando se presenten situaciones que puedan afectar el aislamiento del equipamiento, la capacidad de disipación de los equipos de maniobra o los tiempos de actuación de los sistemas de protección.

II. Los estudios de transitorios electromagnéticos deben permitir identificar exigencias extremas para el equipamiento que impongan criterios de diseño para la especificación de nuevos equipamientos y verificar que una incorporación o modificación del sistema no conduzca a la superación de límites admisibles del equipamiento existente o no provoque un comportamiento anómalo en el sistema.

III. Se deberá utilizar un escenario básico elegido como el más exigente

dentro de los siguientes cinco años a partir de la entrada en servicio de la ampliación. Cuando aparezcan modificaciones importantes previstas en la RTR deberán analizarse escenarios adicionales para cada una de ellas.

18.2Representación del Sistema

18.2.1 En cada estudio el respectivo informe deberá indicar:

a) Como se han modelado todos los componentes del sistema de potencia involucrados, y la metodología de cálculo y herramienta de simulación empleada.

b) La composición de potencia activa y reactiva del modelo de la carga y los porcentajes de cada tipo. (por ejemplo Z = constante, I = constante, etc.)

c) Se deberán consignar el valor y la calidad de los datos empleados, así como su origen.

18.2.2 El modelo deberá basarse en los siguientes criterios:

a) En los casos de energización de líneas y transformadores, estudios de arco secundario (análisis de pocos ciclos) se podrá utilizar un modelado de reactancia constante y tensión (FEM) constante detrás de la misma.

b) Cuando se requiera un período mayor (por ejemplo: pérdida de carga) las unidades generadoras de potencia iguales o mayores a 100 MVA, deberán modelarse como mínimo con el modelo de 5º orden y representar los arrollamientos amortiguadores de estas unidades.

c) Para unidades generadoras menores de 100 MVA, se representarán con modelos de 3º orden o realizar equivalentes de generación.

d) Para simulaciones de transitorios de una duración mayor, puede resultar necesario utilizar una representación más detallada del nuevo generador.

e) Transformadores: Deberán relevarse y calcularse sus datos característicos, el tipo de conexión de sus arrollamientos y datos de secuencia negativa y cero, así como curvas de magnetización y saturación.

f) Para estudios de transitorios de frecuencias muy altas en una subestación (descargas atmosféricas) debe modelárselo con una capacitancia a tierra.

g) Interruptores: Se deberán conocer sus tiempos de actuación y el tipo de que se trata, así como el valor de resistores para maniobra. Para el diseño deberá usarse la norma IEC 56.

h) Pararrayos: Se deberán suministrar el tipo de que se trata y las curvas I/V correspondientes a las diferentes formas de ondas estándar y la capacidad de disipación de energía de los pararrayos considerados

i) Líneas: Se representarán con sus parámetros de secuencias positiva, negativa y cero, con valores especificados calculados con la configuración geométrica de cada línea. Para los estudios que involucren la presencia de altas frecuencias, como en el caso de energización de líneas y apertura de interruptores es necesario representar las líneas cercanas con sus parámetros de secuencia en función de la frecuencia.

j) Reactores de Línea o Neutro: Deberán conocerse sus datos de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero, así como las curvas de magnetización y saturación.

k) Arco: Se lo debe modelar de la forma más adecuada posible, por ejemplo como una resistencia no lineal.

l) Capacitores Serie: Se deberán conocer sus datos de impedancia de secuencia positiva, negativa y cero, así como los parámetros de los equipamientos de actuación para su protección, desconexión o inserción y tiempos de actuación de los explosores y sus características, si los hubiese. y

m) En las áreas lejanas a la zona de interés se podrá utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores que tengan un comportamiento respecto a la frecuencia aceptable para el tipo de estudios de que se trata.

Anexos del Libro III
De La Transmisión

ANEXO A
METODOLOGÍA DE DEFINICIÓN DE LA RTR

A1 Metodología

A1.1 Primer paso: Definición de la RTR

Los nodos a incluir en la RTR básica son:

- los nodos y líneas que forman parte de las interconexiones existentes a niveles de tensión mayores de 115 kV;
- los nodos y líneas de las expansiones planificadas (conjunto que incluye a la línea SIEPAC).

Cuando entre en servicio algún tramo de la línea del SIEPAC, los nodos del tramo y el tramo mismo, serán parte de la RTR básica.

Asimismo serán parte de la RTR inicial los nodos y los tramos de las expansiones planificadas programadas por el Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) del EOR.

A1.2 Segundo paso: Identificación de los Nodos de Control

Los Nodos de Control en cada sistema eléctrico nacional son los nodos más cercanos eléctricamente al nodo terminal de una interconexión (sin incluirlo) donde los Agentes pueden hacer ofertas al MER, y el OS/OM puede controlar la inyección/retiro de energía en forma independiente de otros nodos.

Estos nodos corresponden a los nodos donde un generador o un área del sistema compuesta por un conjunto de generadores y cargas, se conectan de forma radial al sistema mallado. Cuando existan grandes usuarios con una capacidad comprobada de controlar su demanda, los nodos donde estos se conecten al sistema mallado se pueden también incorporar a esta definición.

Los Nodos de Control estarán limitados a los dos niveles de tensión más alto en cada país (ejemplo: 230 y 138kV, ó 230 y 115kV).

La identificación de los Nodos de Control será realizada examinando la topología de la ubicación de los generadores y puntos donde los Agentes puedan hacer ofertas al MER y puedan controlar la inyección/retiro de energía.

A1.3 Tercer paso: Identificación de la RTR preliminar

La RTR preliminar es el conjunto formado por los nodos y líneas de los pasos anteriores y las líneas y nodos intermedios que los unen mediante el camino eléctrico más corto (menor impedancia) en cada nivel de tensión. La RTR preliminar debe ser continua desde Panamá hasta Guatemala.

En este paso, para conectar los nodos de control a la red básica se escoge un nodo de control a la vez, en cada oportunidad el más cercano a la red básica. Al comienzo, los nodos de la interconexión son los límites de la red básica, pero a medida que se agregan conexiones de los nodos de control a ellos, la red básica se va internando en los sistemas eléctricos nacionales.

El proceso a seguir para la identificación de la RTR preliminar en cada país es el siguiente:

C-1. Se selecciona el nivel de voltaje más alto en la RTR básica.

C-2. Se busca la conexión más cercana eléctricamente entre algún nodo de control y un nodo de la RTR básica.

C-3. Si la conexión no se puede lograr al mismo nivel de tensión (Por ejemplo, si el nodo de control se encuentra en 115kV y el nodo de la RTR básica en 230kV) se utilizará la ruta eléctricamente más corta pasando por una subestación de transformación.

C-4. Tanto el nodo de control conectado a la RTR básica como los tramos intermedios necesarios para esta conexión, se convierten en nodos de la RTR básica, la cual se va "internando" en los sistemas nacionales.

C-5. Si no se han agotado los nodos de control a ser conectados, se vuelve al paso "C-2"

C-6. Si el nivel de tensión seleccionado es el más alto y la RTR básica hasta el momento no es continua (se verifica que exista un camino que conecte los nodos de la RTR básica) se hará continua utilizando el camino eléctricamente más corto.

C-7. Se selecciona el nivel de tensión inmediatamente inferior donde existan nodos de control y se va al paso "C-2"

A1.4 Cuarto paso: Identificación de las líneas que complementan la RTR preliminar.

Se identificarán elementos adicionales a la RTR preliminar para varios escenarios, según un criterio que considera dos factores: 1) la magnitud del cambio de flujo por los elementos antes y después de las transacciones MER y; 2) la relación de este cambio con el monto total de la transacción MER en cada país.

Utilizando un modelo de planeamiento operativo, se realizarán simulaciones para n escenarios de los países operando en forma aislada y luego en forma coordinada en el MER. Se comparan los flujos en los elementos de transmisión en las dos situaciones y se decide agregar a la RTR dicho elemento si cumple con los siguientes criterios:

- Sea Fak y Fck el flujo en el caso aislado y en el caso coordinado respectivamente para el escenario k en un elemento l que no haya sido seleccionado en los pasos A y C.

- Sean Ek el valor absoluto del intercambio neto y Tk el monto de tránsito para el escenario k en el país donde se encuentra el elemento analizado.

- El elemento l se incluye en la RTR si, $n/N > P\%$, donde:

n=número de escenarios donde se cumple que

$|Fck–Fak| / (Ek+Tk)*100 > U\%$

N= Número total de escenarios analizados

- Para la determinación de la RTR inicial se utilizarán los valores: U%=15% y P%=20%, los cuales podrán ser modificados por la CRIE;

A1.5 Quinto paso: Verificación por el EOR y los OS/OM

El EOR en coordinación con los OS/OM nacionales, basándose en estudios regionales de seguridad operativa, podrán añadir elementos a los ya identificados en los pasos

uno a cuatro cuando estos se muestren necesarios para soportar los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.

ANEXO B
CONTRATO DE CONEXIÓN

B1 Contenido del Contrato de Conexión

B1.1 Los Agentes que estén conectados o pretendan conectarse directa o indirectamente a la RTR, deberán cumplir con lo estipulado en la regulación nacional del país donde se encuentre ubicado el punto de conexión, en lo referente a los contratos de conexión o a las autorizaciones para la conexión de sus instalaciones a la red de transmisión.

ANEXO C
REPORTE DE EVENTOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

C1 Alcance

C1.1 Este anexo precisa el contenido y forma de los informes preliminar y final que los *OS/OM* deberán remitir al *EOR* cuando en sus sistemas ocurran eventos que afecten la operación del *SER* y que provoquen ya sea cambios topológicos en la *RTR* o variaciones de frecuencia y voltajes fuera de los rangos establecidos en el Libro III del RMER.

C2 Notificación del Evento

C2.1 Ante la ocurrencia de un evento en uno o más sistemas nacionales, los OS/OM respectivos deberán notificar a la brevedad al EOR y a todos los demás sistemas. De preferencia, esta notificación deberá hacerse vía telefónica o vía fax y la misma deberá informar de manera breve el tipo de falla, las instalaciones involucradas, las consecuencias inmediatas del mismo, así como las medidas que se estén llevando a cabo para normalizar la operación del sistema.

C3 Informe Preliminar

C3.1 El Informe Preliminar será un documento en el cual se incluirán los detalles de los eventos ocurridos, así como las acciones y maniobras de reposición efectuadas por los OS/OM para regresar sus redes nacionales al estado de pre-falla. Este documento deberá ser enviado al EOR en el plazo establecido en el Numeral 5.5 del Libro III del RMER.

C3.2 El Informe Preliminar debe contener la cronología de los eventos, las protecciones que hayan actuado, y las consecuencias del evento y de las acciones emprendidas. Además, deberá incluir un listado de las subestaciones involucradas, la carga y la generación desconectada, la causa probable del evento y la hora de reposición de la red, bien sea parcial o total, según corresponda.

C3.3 La preparación del Informe Preliminar deberá seguir, en general, el modelo descrito en los siguientes numerales:

a) Referencia

Deberá indicarse la fecha (dd/mm/aa) y la hora (hh:mm) y el título o referencia asignada al evento.

b) Síntesis

Es el resumen del informe, el cual incluirá:

(i) presentación del evento;
(ii) causas y consecuencias;
(iii) conclusiones; y
(iv) acciones tomadas o a tomar.

c) Configuración Pre-falla

Deberá efectuarse una descripción de la condición pre-falla de operación del sistema nacional, incluyendo la conformación topológica de la red, y de ser necesario adjuntando un diagrama unifilar simplificado de la configuración de la red afectada. En dicho unifilar deberán indicarse los flujos de potencia, los voltajes y los porcentajes reales de carga de los equipos y líneas con respecto a los valores nominales.

d) Descripción de los Sucesos en Orden Cronológico

En este punto se deberán indicar, en forma detallada, todos los sucesos ocurridos y sus consecuencias, indicando claramente las causas de cada desconexión de

instalaciones y de cargas, incluida la actuación de los esquemas de desconexión automática de cargas, en orden cronológico, e indicando la hora de ocurrencia de cada uno de ellos.

Cuando el evento involucre equipos de distintos sistemas nacionales, el OS/OM responsable de la elaboración del Informe Final deberá incluir la información pertinente, documentando este aspecto.

e) Configuración Post-falla

Deberá incluirse la topología de la red nacional inmediatamente posterior a la ocurrencia del evento, adjuntando un diagrama unifilar simplificado de la configuración de la red afectada. En dicho unifilar deberán indicarse los flujos de potencia, los voltajes y los porcentajes de carga de los equipos y líneas con respecto a los valores nominales.

f) Maniobras Realizadas Para Normalizar el Servicio

El Informe Preliminar debe indicar las principales acciones y maniobras realizadas para llevar al SER a un punto de operación normal, o aquel que transitoriamente se haya logrado, en orden cronológico e indicando la hora de ocurrencia de cada una de ellas. Se deberán también incluir, cuando corresponda, comentarios u observaciones sobre las posibles dificultades que se presentaron en la normalización del SER, que hayan ocasionado retardos en la misma, ya sea de carácter operativo, de comunicaciones, de falla o inadecuada operación de algún equipo; así como cualquier dificultad asociada con los procedimientos operativos aplicados por el OS/OM y sus agentes.

g) Análisis de la Actuación de las Protecciones

Se deberá realizar un análisis de los sucesos ocurridos, indicando qué protecciones actuaron de acuerdo a lo previsto y cuáles no, así como las consecuencias del evento en las protecciones, si las hubiera.

h) Energía no Suministrada

Por cada subestación los OS/OM deberán realizar una estimación de la potencia interrumpida (en MW) y la energía no suministrada (en MWh), por causas asociadas al evento o por las acciones y maniobras de reposición. Se deberá indicar la carga interrumpida como consecuencia de la actuación del esquema de desconexión automática de carga.

En los casos en que toda o parte de la energía no suministrada hubiese resultado de la actuación del esquema de desconexión de cargas por baja frecuencia o voltaje, deberá incluirse una evaluación detallada de su actuación y si el esquema operó de acuerdo a los ajustes preestablecidos.

i) Medidas Adoptadas

Deberán documentarse las medidas preventivas y correctivas adoptadas inmediatamente después del evento, con el fin de evitar ocurrencias similares en el futuro o para mitigar el efecto del evento si este volviera a presentarse.

C3.4 Aspectos Aclaratorios

Todos los puntos indicados arriba deberán documentarse en el informe. En caso de no disponerse de información para alguno de ellos, se hará constar expresamente en el mismo. El Informe Preliminar deberá enviarse al EOR por correo electrónico.

C3.5 Formato para el Reporte de Eventos

El EOR definirá el formato que deberán utilizar los OS/OM para elaborar el Informe Preliminar de eventos. Cuando se requiera efectuar una modificación a dicho formato, el EOR lo informará a los OS/OM con por lo menos quince (15) días de anticipación.

C4 Informe Final de Eventos

C4.1 El Informe Final de Eventos es una ampliación más detallada del Informe Preliminar. En el mismo deberá destacarse las modificaciones respecto a lo informado en el Informe Preliminar, y deberá presentarse una explicación clara del evento ocurrido, sus causas y consecuencias. Este informe se elaborará a partir del Informe Preliminar, ampliando y complementando la información suministrada en éste último. De ser necesario este informe incluirá los resultados de simulaciones y análisis que ayuden a comprender el evento ocurrido y señale las deficiencias del sistema nacional.

C4.2 En el informe se deberá realizar una descripción pormenorizada del evento, las instalaciones afectadas, la cronología de los sucesos, las causas de cada uno de los sucesos, los mecanismos de normalización utilizados y estimación de la energía no suministrada.

C4.3 Medidas Adoptadas

Si dentro del tiempo requerido para realizar el Informe Final surgen medidas preventivas o correctivas adicionales a las documentadas en el Informe Preliminar, éstas deberán ser incluidas en este documento. Quedan comprendidos en este último aspecto, casos donde se requieran estudios eléctricos del SER para determinar el origen del evento y las medidas a adoptar.

C4.4 Información y Datos a Anexar

Deberá adjuntarse al informe la información definida en el Numeral 5.5 del Libro III del RMER y toda aquella información que el OS/OM estime conveniente anexar o que expresamente haya sido solicitada por el EOR.

C4.5 Conclusiones y Acciones Tomadas o a Tomar

Se deberán indicar las conclusiones del informe, incluyendo las acciones tomadas o a tomar cuando se haya detectado el inadecuado funcionamiento de instalaciones, de elementos de protección, control, maniobra, automatismos o en los procedimientos seguidos por el OS/OM y los Agentes.

ANEXO D
FORMULACIÓN MATEMÁTICA DEL PROCESO DE SUBASTA Y ASIGNACIÓN DE DT

D.1 Subasta de DT

D1.1 Definición de las Variables

D1.1.1 Las ofertas que los participantes de las subastas 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 subasta es el siguiente:

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

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

[.]ie: denota el elemento (fila) i del vector resultante del producto de la matriz He 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 subasta

NOE: número total de DFPP existentes en el momento de la subasta

NN: número total de contingencias previstas en la PFS.

Variables de Oferta de Compra de Derechos Firmes

$\alpha_{k:}$ proporción del DF firme asignado en la subasta a la oferta numerada k, en relación al máximo ofertado a comprar T_k.

per_k: máximo porcentaje de pérdidas que acepta un oferente tomar a su cargo asociado 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 este porcentaje no es suficiente para cubrir las pérdidas originadas en el DF, la oferta puede resultar rechazada en la PFS.

$cper_k$: descuento a la oferta de compra de DF "k" por cada unidad porcentual de pérdidas que sean aceptadas en la subasta, expresado en US$. Este coeficiente se puede interpretar como la venta de las pérdidas para hacer factible el DF.

ψ_k: variable que representa el porcentaje de pérdidas que efectivamente se asignan al DF "k" en una subasta. Debe ser menor o igual a per_k.

$VITX_k$: vector de Mx1, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DF "k", donde es igual a VIT_{kx}.

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

$\alpha_{j:}$ proporción del DFPP asignado en la subasta a la oferta numerada j, con relación al máximo a ofertado para comprar TO_j.

per_j: máximo porcentaje de pérdidas que acepta un oferente tomar a su cargo asociado 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 a la oferta de compra de DFPP "j" por cada unidad porcentual de pérdidas que sean aceptadas en la subasta, expresado en US$.

ψ_j: variable que representa el porcentaje de pérdidas que efectivamente se asignan al DFPP "j" en una subasta. Debe ser menor o igual a per_j.

$VITOX_j$: vector de Mx1, cuyas componentes son iguales a cero, salvo en el nodo "x" en el cual se compensan las pérdidas del DFPP "j", donde es igual a $VITO_{jx}$.

Variables de oferta de venta de DF existente

$\delta_{q:}$ proporción de un DF existente, asignado en la subasta a una oferta de venta numerada q, con relación al máximo ofertado vender TV_q.

Variable de oferta de venta de DFPP existente

$\delta_{l:}$ proporción del DFPP existente, al que se le asigna para la subasta el número l, con relación al máximo a ofertado para vender TOV_l.

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.

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.

$VITO_j$: Vector de Inyecciones asociado al vector TO_j

$VRTO_j$: Vector de Retiros asociado al vector TO_j

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

$VRTO_{jx}$: Componente "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.

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

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.

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

Vectores de Inyecciones y Retiros de la oferta de DF existente

$VITE_o$: vector de inyecciones asociado a un DF "o" asignado antes de la subasta

$VRTE_o$: vector de retiros asociado a un DF "o" asignado antes de la subasta

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 subasta

$VRTOE_v$: vector de retiros asociado a un DFPP "v" asignado antes de la subasta

Vector de pérdidas aceptadas de una oferta de DFPP existente

$VITOEX_v$: 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 subasta.

TOE: vector donde se suman todos los DFPP que están asignados antes de la subasta.

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_l: oferta del interesado en vender el DFPP descrito por TVO_l, 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

$I_{xe} = \Sigma_k \alpha_k T_{kx} + \Sigma_j \alpha_j TO_{jx} - \Sigma_k \delta_k TV_{kx} - \Sigma_j \delta_j TVO_{jx} + TE_x + TOE_x$

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 RTR. (la dirección "x" $\rightarrow$ "y" es arbitraria)

F_{xye}: flujo (virtual) entre los nodos "x" e "y" de la RTR en el estado "e".

bu_e, bl_e : vector de capacidades máximas de las líneas o vínculos en los sentidos "x" $\rightarrow$ "y" y "y" $\rightarrow$ "x" en cada estado "e", de componentes bu_{xye}, bl_{xye}.

Matriz [ZZ]: matriz de LxM, 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.

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

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

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

Matriz [A]: matriz de MxL, cuyos componentes de definen de la siguiente forma:

Sea "l" la columna de A asociada a la línea L_{xy} (x $\rightarrow$ y)

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

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

$[a_{ml}]$ = 0 en caso contrario (la línea "l" no tiene un extremo en el nodo "m")

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.

F_0: vector Fe 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 asignados

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 subasta, se considerará que se cumplen las siguientes relaciones:

$Fe = ZZ_e \Theta$

$H_e = ZZ_e (A_e ZZ_e)^{-1}$
$-bl_e \leq F_e \leq bu_e \quad e = 0,,,NN$
$Fe = HM_e I_e \leq be \quad e= 0,,,NN$
$Fe = Fe^+ - Fe^-$

$Fe^{+} \geq 0$

$Fe^{-} \geq 0$

$$HM_e = \begin{vmatrix} H_e \\ \cdots \\ -H_e \\ \cdots \\ D \end{vmatrix} \qquad \mathbf{b_e} = \begin{vmatrix} bu_e \\ \cdots \\ bl_e \\ \cdots \\ bd \end{vmatrix}$$

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

La matriz H tiene la siguiente estructura:

$$H = \begin{vmatrix} HM_0 \\ \cdots \\ HM_1 \\ \cdots \\ HM_e \\ \cdots \\ HM_{NN} \end{vmatrix}$$

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 subastas, a la matriz H se le agrega una columna de ceros, correspondiente al nodo de referencia, supuesto numerado cero.

D3 Definición de la Matriz HF

D3.1 Para las subastas de Derechos Firmes se define la matriz HF en base a sus componentes de la siguiente forma:

$hf_{ik} = \max (0 , [H_e T_k])$

El vector BF se define como:

$$BF = \begin{vmatrix} b_0 \\ b_1 \\ \dots \\ b_j \\ \dots \\ b_{NN-1} \\ b_{NN} \end{vmatrix} - HF \cdot TE$$

TE: vector donde se suman todos los DF que ya están asignados antes de la subasta.

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 subasta. Se utilizará la nomenclatura BF_{ei} para definir la fila "i" de la componente de B 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 Subasta 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:

$PL_l = r * F_l^2$
(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 subasta de DT.

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

Sea

$F_{le} = \Sigma_{s=1,..ss} F_{lse}$

$F_{lse} \leq FS$
(1)

Las pérdidas se representan como.

$PL_{le} \approx \Sigma_{s=1,..ss} \; r * (s-0.5) * FS \;, \quad F_{lse} = \Sigma_{s=1,..ss} cp_{ls} F_{lse}$
(2)

La ecuación (2) en conjunto con la restricción (1) representa la linealización de 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:

$perdidas_e = \Sigma\, l\, PL_{le} \qquad l=1, \ldots L$

Donde L_{le} 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:

$pérdidas_{xe} = \Sigma_{\,ll}\, PL_{lle}/2 \qquad ll\ \varepsilon\ \Gamma_x$

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

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

D4.1.2 Cada oferente "j" deberá especificar el máximo porcentaje de pérdidas (per_j) al que está dispuesto a hacerse cargo, y el descuento de su oferta (precio de venta de las pérdidas) por cada unidad porcentual de pérdidas que resulta aceptada.

D4.1.3 Cuando se acepta una oferta con pérdidas, se entiende que el 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 aceptados que resulta de la metodología de subasta que se describe en el Numeral D4.2.1.

D4.2 Subasta con Pérdidas

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

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

$$\text{Max } \Sigma_{\,j}\,(C_j\,\alpha_j - \psi_j\,cper_j) + \Sigma_{\,k}\,(C_k\,\alpha_k - \psi_k\,cper_k) \;-\; \Sigma_{\,l}\,C_l\,\delta_l \;-\; \Sigma_q C_q\,\delta_q \qquad (3)$$

(Maximizar el monto total recolectado)

Sujeto a:

$$\Sigma_{\,k}\,\max\left(0, [H_e\,\alpha_k\,T_k]_i\right) - \Sigma_{\,q}\,\max\left(0, [H^e\,\delta_q\,TV_q]_i\right) \le BF_{ei} \quad \forall\, i, \forall e \qquad (4)$$

(Factibilidad de derechos firmes, que no considera pérdidas)

Ecuación de balance

$$F_0 = F_0^+ - F_0^- = H_0 \,(\sum_k \alpha_k \, T_k + \sum_j \alpha_j \;\; TO_j$$
$$-\sum_q \delta_q \, TV_q - \sum_l \delta_l \;\; TOV_l + \;\; TE + \;\; TOE + \sum_k \psi_k \, VITX_k + \sum_j \psi_j \, VITOX_j$$
$$+ \sum_q \left(1-\delta_q\right) \;\; VITVX_q + \sum_l \left(1-\delta_l\right) \;\; VITOVX_l + \;\; \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEX_y - PLT_0 \,)$$

Compra DF + Compra DFPP

–Venta DF–Venta DFPP+DF existentes+DFPP existentes+Pérdidas Compra DF + Perdidas Compra DFPP
- Perdidas venta DF – Perdidas venta DFPP + Perdidas DF existente + Perdidas DFPP existente – Perdidas de líneas de transmisión

$$F_e = F_e^+ - F_e^- = H_e \,(\sum_k \alpha_k \, T_k + \sum_j \alpha_j \;\; TO_j$$
$$-\sum_q \delta_q \;\; TV_q - \sum_l \delta_l \;\; TOV_l + \;\; TE + \;\; TOE + \sum_k \psi_k \, VITX_k \;\; + \sum_j \psi_j \, VITOX_j$$
$$+ \sum_q \left(1-\delta_q\right) \;\; VITVX_q + \sum_l \left(1-\delta_l\right) \;\; VITOVX + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEX_y - PLT_0 \,)$$
$$e = 1,,,,NN$$

Flujos en cada línea en función de los DT existentes y asignados en la subasta, y las pérdidas, supuestas concentradas por mitades en los extremos de cada línea. Adicionalmente, las pérdidas deben ser iguales a las inyecciones para compensarlas, en el estado base.

$$\bullet \sum_l PL_{l0} = [1]^T \left[\begin{array}{l} \sum_k \psi_k \, VITX_k \;\; + \sum_j \psi_j \, VITOX_j + \sum_q \left(1-\delta_q\right) \;\; VITVX_q + \\ \sum_l \left(1-\delta_l\right) \;\; VITOVX_l + \sum_o VITEX_o + \sum_y VITOEX_y \end{array} \right] \qquad (6)$$

•

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

(Balance de energía en el estado base incluyendo pérdidas)

$0 \le \psi_j \le \; per_j * \alpha_j$
$0 \le \psi_k \le \; per_k * \alpha_k \qquad (7)$

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

$F_e \le \;\; b_e \qquad e=0,,,,NN \qquad (8)$
(Suficiencia financiera)

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

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

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

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

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

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

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

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

D4.2.2 El conjunto de ecuaciones (3)-(12) más (0)-(2) definen la PFS como un problema de programación lineal

D5 Cambios en la RTR

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

D5.2 En las subastas 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 subasta, el EOR deberá realizar una verificación complementaria de su factibilidad a fin de considerar:

a. Las pérdidas de transmisión en la factibilidad de los DF;

b. 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 Reglamento.

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

a. No se violan los flujos máximos en cada vínculo o restricción de la RTR.

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 subasta, 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 subasta se calcula según el procedimiento indicado en este numeral:

Sean:

β_{ei}: valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (4)
σ_{ei}: valores de las variables duales asociadas a las ecuaciones (8)
λ: valor de la variable dual asociada a la ecuación (6)
l: 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 los DF, y otro para las restricciones de tipo (5), dados por:

$PN_{xl} = h_{elx}\ \beta_{el} \qquad \forall x, \forall \beta_{el} > 0$ (13)
$PON_x = \Sigma_l \Sigma_e\ h_{elx}\ \sigma_{el} + \lambda \qquad \forall x \neq$ del nodo de referencia (14)
$PON_0 = \lambda$

Sean:

PN_l es un vector fila cuyas componentes son PN_{xl}
PON es un vector fila cuyas componentes son PON_x. Su primera componente corresponde al nodo de referencia.

Los precios nodales implícitos $PN_{el,}$ PON definen los pagos que deberán los compradores de DT, o que percibirán los vendedores, según las expresiones:

$PDF_j = \alpha_j\ (\Sigma_i (\max(0, PN_i\ T_j)) + PON\ T_j)$ (15)
$PDFPP_h = PON\ \alpha_k\ TO_h$ (16)
$CDF_l = -\delta_l\ (\Sigma_i (\max(0, PN_i\ TV_l)) + PON\ TV_l)$ (17)

$$CDFPP_q = - PON \ \delta_q \ TOV_q \quad (18)$$

Donde:

PDFj: pago que deberá realizar el comprador del DF "j"
PDFPPh: pago que deberá realizar el comprador del DFPP "h"
CDF_l: pago que percibirá el vendedor del DF "l"
$CDFPP_q$: pago que percibirá el vendedor del DFPP "q"

D8 Asignación de los Montos Recaudados en las Subastas de DT a los Agentes Transmisores

D8.1 Planteo

D8.1.1 De cada subasta de DT, el EOR recolectará una cantidad de dinero calculada según la metodología descrita en D7.1.2. Esta cantidad debe ser distribuida entre los Agentes Transmisores, como contrapartida de la renta de congestión que dejarán de percibir. Por lo tanto el mecanismo de asignación establece una correspondencia entre los pagos que realizan los compradores de DT y la renta de congestión que hubieran percibido los Agentes Transmisores.

D8.1.2 En D4.2 se plantean las ecuaciones que permiten asignar un conjunto de DT factibles a los participantes de las subastas, las cuales se aplican en la asignación 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 subastas serán remunerados con lo recaudado por sus ofertas aceptadas. Los Agentes Transmisores titulares de las correspondientes líneas recibirán la diferencia entre los pagos de los compradores y lo percibido por los vendedores utilizando las fórmulas que se presentan en esta sección.

D8.2.2 Las diferencias de los precios nodales implícitos $PN_{xi\ y}\ PON_x$ se usarán para asignar a cada línea L_{xy}, identificada en la matriz H por la fila con subíndice "u" los montos dado por la expresión:

$$RR^*_u = (PON_y - PON_x)\ (F^{+*}_u + F^{-*}_u) + \Sigma_i\ (PN_{yi} - PN_{xi})\ (FF_i{}^*_u + FI_i{}^*_u) \ -$$

$$(PON_y + PON_x)\ PL_u/2 \quad (19)$$

Donde

RR^*_u : parte del ingreso por venta de DT asignados a la línea "u".

$F_u{}^{+*}, F_u{}^{-*}$: valores del término izquierdo de las ecuaciones (8) en la solución óptima de la asignación de DT, correspondientes a la línea "u", para el flujo en la dirección "x" a "y" o "y" a "x" respectivamente, producido por los DFPP y DF asignados. Sólo uno de los valores $F_u{}^{+} *, F_u{}^{-*}$ es positivo, aquel que corresponde al sentido real del flujo, y el otro es igual a cero. $FF_{iu,}\ FI_{iu}$: valores del término izquierdo de las ecuaciones (4) en la solución óptima de la asignación de DT, correspondientes a la línea o vínculo "u", en cada uno de los estados "e", para flujos en la dirección "x" a "y" (FF) o "y" a "x" (FI), producido por el conjunto de DF asignados que forman el vector T^l_j. Los vectores FF incluyen los flujos asociados al estado e=0

PL_u son las pérdidas de la línea "u" en el estado e=0.

D9 Descuento del CVT de cada instalación de la RTR los montos que se destinan al pago de DF Y DFPP

D9.1 Objeto

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 RTR debe ser asignada a los Agentes Transmisores, después que se hayan vendido en las subastas 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

D9.2.1 En cada subasta de DT, el EOR asignará DF y DFPP entre nodos de la RTR. El CVT se calculará para cada instalación de la RTR 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 subasta establecido en el Numeral D4 de este Anexo:

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

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

$$F_k = He\ \alpha_k\ T_k = He\ TA_k$$

(20)

El flujo total será:

$$FT = \Sigma_k\ F_k$$

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

$$FT_l = \Sigma_k\ F_{kl}$$

El CVT correspondiente a la línea "l", que va del nodo "y" al nodo "x" es:

$$CVT_l = (PND_x - PND_y) * FR_l - PL_l\ (PND_x + PND_y)/2$$

La cantidad de CVT que corresponde a cada Titular Inicial de la línea "l", $CVTI_l$, descontados los pagos a los titulares de DT será:

$$CVTI_l = (FR_l - FT_l) * (PND_x - PND_y) - (FR_l - FT_l)/FR_l * PL_l *(PND_x + PND_y)/2$$

Donde:

FR_l: flujo en la línea “l” en el predespacho

PND: vector de precios nodales resultantes del predespacho.

PND_x: precio nodal en el extremo “x” de la línea “l” proveniente del predespacho

PND_y: precio nodal en el extremo “y” de la línea “l” proveniente del predespacho

ANEXO E
CÁLCULO DEL CARGO POR PEAJE Y CARGO COMPLEMENTARIO

E1 Método del Flujo Dominante

E1.1 El Método de Flujo Dominante (MFD) asigna la fracción del costo que una transacción *"u"*, bien sea del Mercado Nacional o del MER, tiene sobre los elementos de una red. El MFD asumirá transacciones 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 correspondientes al predespacho para un escenario 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:
$L(u) = \Sigma\ Inyección_j(u) - \Sigma\ Retiro_i(u)$

ii) Asignar las pérdidas a los retiros en forma proporcional al monto retirado:

$Retiro^*_i(u) = Retiro_i(u) + [\ L(u)\ x\ Retiro_i(u) / \Sigma\ Retiro_i(u)\ ]$

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 la red regional completa.

E1.7 La responsabilidad de una transacción global en el costo de un elemento de red se asume proporcional a su uso eléctrico (flujo de potencia real).

E1.8 El conjunto de todas las transacciones globales consideradas en un escenario conforma el uso total de la red en ese escenario.

E1.9 El MFD separa la responsabilidad en el costo para cada transacción global $R(u)$ en dos partes:

a) El componente $R_1(u)$, que representa la fracción del costo por la capacidad realmente utilizada (tomando en cuenta las transacciones globales que causen contraflujo) de los elementos de red y;

b) $R_2(u)$ que representa la fracción del costo por la capacidad no utilizada o reserva.

E1.10 El costo total por uso de la red para la transacción global u será igual a:

$R(u) = R_1(u) + R_2(u)$.

E1.11 El componente $R_1(u)$ está relacionado a la capacidad operativa de los elementos de la red realmente usada por el flujo neto en el elemento. La transacción global *u* tendrá responsabilidad de 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:

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

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*
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:

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

E1.12 El componente $R_2(u)$ se relaciona con la capacidad adicional no utilizada (f_{cl} - f_l), o reserva del elemento de la red *l*, está definido para todas las transacciones globales independientemente del sentido del flujo que producen en el elemento de la red y se calcula de la siguiente manera:

$$R_2(u) = \sum_{l=1}^{L} R_2(l,u) = \sum_{l=1}^{L} C_{Al} \frac{\left| f_l(u) \right|}{\sum_{s=1}^{U} \left| f_l(s) \right|}$$

donde:

$R_2(l,u)$	Componente R_2 de la línea *l, transacción global u*
C_{Al}	se define como el costo de capacidad adicional y es igual a:

$$C_{Al} = C_l \frac{(f_{cl} - |f_l|)}{f_{cl}} = C_l - C_{Bl}$$

E2 Cálculo de la Remuneración Reconocida por Peaje y por Cargo Complementario

E2.1 Se definen los siguientes datos de entrada:

U = Conjunto de transacciones globales. *u*=1,...,U. Incluye las transacciones nacionales más la transacción MER.

L = Conjunto de líneas (incluye también los transformadores) que pertenecen a la RTR. *l*=1,...,L

F = Matriz (L,U). El elemento f_{lu} es el flujo en MW sin pérdidas en la línea *l* para la transacción *u*

$\mathbf{F_c}(l)$= Capacidad de transmisión de la línea *l* en MW

C(*l*)= Ingreso a recolectar de la línea *l*

Los datos mencionados se procesan con las fórmulas para $R_1(l,u)$ y $R_2(l,u)$ definidos en los Numerales E1.8 y E1.9, y se obtiene:

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

$R_2(l,u)$= Matriz con el valor de R_2 para la línea *l* y la transacción *u*. Sí la línea *l* no es una ampliación planificada, el valor se hace cero.

La Remuneración Reconocida por Peaje para la línea *l* se calcula como:

$$R_1(l) = \sum_{u=1}^{U} R_1(l,u)$$

La Remuneración Reconocida por Cargo Complementario para la línea *l* se calcula como:

$$R_2(l) = \sum_{u=1}^{U} R_2(l,u)$$

ANEXO F
ASIGNACIÓN DE LOS CARGOS POR PEAJE Y CARGO COMPLEMENTARIO Y EL MÉTODO DE PARTICIPACIONES MEDIAS

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 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 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 físicos que comienzan en la inyección, que se extienden por la red hasta que alcanzan ciertas extracciones donde estos terminan. Análogamente se encuentran los caminos desde las extracciones 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 $P_i = 40 + 60 = 100$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)=28MW

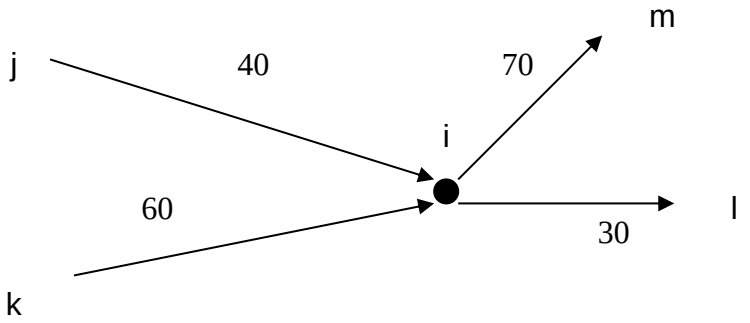


Figura 1 – Principio de Proporcionalidad

suministrados por la línea *j-i* y de 70(60/100)=42MW suministrados por la línea *k-i*.

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:

$$D^G_{i\text{-}l,k} = |P_{i\text{-}l}| \,.\, |\mathbf{A_u}^{-1}|_{jk} / P_i$$

Donde:

$D^{G}_{i-l,k}$ = 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*

$\mathbf{A_u}$ = Matriz (nxn) de distribución *hacia arriba*. n=número de nodos

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

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

$|A_u\text{-}1|_{jk}$ = 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:

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

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:

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

Donde:

$D^{D}_{i-j,k}$ = 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*.

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

{0 en otro caso

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:

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

donde:

PD_k = Demanda en el nodo *k*

F1.9 Asignación del Cargo por Peaje y Cargo Complementario a las inyecciones y retiros 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.

$R_2MER(l)$= Elemento de la matriz *$R_2(l,u)$* descrita en E1.12 para *u* = Transacción MER.

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

PD_k = Retiro 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:

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

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

Se calculan las cantidades siguientes:

$PECM_k$ = Monto que cada Agente k que retira debe pagar en concepto de peaje por la transacción global MER = $PD_k \times D^{D}_{l,k} \times R_1MER(l) \times 0.5$

$CCCM_k$ = Monto que cada Agente k que retira debe pagar en concepto de cargo complementario por la transacción global MER= PD_k x $D^D_{l,k}$ x R_2MER(l) x 0.5

$PEGM_k$ = Monto que cada Agente k que inyecta debe pagar en concepto de peaje por la transacción global MER = PG_k x $D^G_{l,k}$ x R_1MER(l) x 0.5

$CCGM_k$ = Monto que cada Agente k que inyecta debe pagar en concepto de cargo complementario por la transacción global MER= PG_k x $DG_{l,k}$ x R_2MER(l) x 0.5

F1.10 Asignación del Cargo por Peaje y Cargo Complementario a las inyecciones y retiros 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)= Matriz con el valor de *R_2* para la línea *l* y la transacción global del mercado nacional *u* según se establece en el Anexo E

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

PD_{ku} = Retiro 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 para la transacción global del mercado nacional entre los A*gentes* que retiran (%LPE) y Agentes que inyectan (%GPE). Se fijan inicialmente ambos valores en 50%, pudiendo la CRIE determinar otra proporción.

%LCC y %GCC = Proporción de reparto del cargo complementario para la transacción global del mercado nacional entre los *Agentes* que retiran (%LCC) y *Agentes* que inyectan (%GCC). El valor de %LCC se fija inicialmente en 100% y el de %GCC en 0, pudiendo la CRIE determinar otra proporción.

Se calculan las cantidades siguientes:

$PERN_{ku}$ = Monto que el retiro en el nodo *k* debe pagar en concepto de peaje por la transacción global del Mercado Nacional *u* = Σ_l *R_1 (l,u)* * PD_{ku} / Σ_k PD_{ku} * %LPE

$PEIN_{ku}$ = Monto que la inyección en el nodo *k* debe pagar en concepto de peaje por la transacción global del Mercado Nacional *u* = Σ_l *R_1 (l,u)* * PG_{ku} / Σ_k PG_{ku} * %GPE

$CCRN_{ku}$ = Monto que el retiro en el nodo k debe pagar en concepto de cargo complementario por la transacción global del Mercado Nacional u = $\Sigma_l R_2 (l,u) * PD_{ku} / \Sigma_k PD_{ku} * \%LCC$

$CCIN_{ku}$ = Monto que la inyección en el nodo k debe pagar en concepto de cargo complementario por la transacción del Mercado Nacional u = $\Sigma_l R_2 (l,u) * PG_{ku} / \Sigma_k PG_{ku} * \%GCC$

F1.11 Asignación del CURTR a los *Agentes* que retiran y *Agentes* que inyectan.

El CURTR para los *Agentes* que retiran de un país "p" se calculará como:

$CURTRC_p = \{\Sigma i (PERM_{pi} + CCRM_{pi}) + \Sigma k (PERN_{pk} + CCRN_{pk})\} / \Sigma c \Sigma j R_{cj}$

Siendo Rcj el retiro proyectado, en MWh, del *Agente* que retira "c" del país "p" para los meses "j" del semestre para el cual se calcula el CURTRCp.

El CURTR para los *Agentes* que inyectan de un país "p" se calculará como:

$CURTRG_p = \{\Sigma i (PEIM_{pi} + CCIM_{pi}) + \Sigma k (PEIN_{pk} + CCIN_{pk})\} / \Sigma g \Sigma j I_{gj}$

Siendo Igj la inyección proyectada, en MWh, del *Agente* que inyecta "g" del país "p" para los meses "j" del semestre para el cual se calculan los $CURTRG_p$

ANEXO G
SISTEMA DE PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISION Y GENERACION REGIONAL

G1 Optimización de las Expansiones

El EOR utilizará un Modelo de Planificación de la transmisión con las siguientes características:

a) Capacidad de identificar las expansiones de transmisión y generación que maximicen el valor presente neto del Beneficio Social

b) Capacidad de identificar las expansiones de transmisión y generación que minimicen el valor presente neto de la esperanza matemática de los costos de combustible, operación y mantenimiento, costo de la Energía no Suministrada, inversiones y gastos fijos incrementales asociados a expansiones de la transmisión o la generación.

c) Capacidad de seleccionar la estrategia que minimice el máximo arrepentimiento asociado a un conjunto de escenarios, a los cuales se les podrán asignar diferentes probabilidades. El costo de arrepentimiento se calculará en base a los mismos conceptos definidos en el numeral anterior.

d) Permitir la definición de la función objetivo como un beneficio mínimo (o costo de abastecimiento máximo) asociado a cierta probabilidad de ocurrencia;

e) Capacidad para considerar como variables aleatorias para el cálculo de la esperanza matemática de los costos de operación a: (1) fallas en líneas o generadores; (2) hidrología; (3) costos de combustible; (4) demanda. Quedarán a criterio del EOR, y aprobadas por la CRIE, otras variables que sean consideradas aleatorias.

f) Considerar como enteras las variables asociadas a expansiones de la transmisión y opcionalmente a plantas generadoras elegidas por el usuario del modelo.

g) Proyectar la demanda de energía y potencia sobre la base de valores iniciales por país y nodo, con tasas diferentes. La proyección deberá proveer datos de demanda por nodo de la RTR, por mes y por bloque de la curva de carga.

h) Deberá identificar Beneficios Privados de los *Agentes*, excepto Transmisores, seleccionados por el usuario del modelo, que se calcularán entre pares de escenarios especificados por el usuario del modelo (1) para venta de energía como la diferencia entre ambos estados de los ingresos netos por venta de energía a los precios nodales y costos variables, (2) para compra de energía como la diferencia entre ambos estados de los costos de compra, suponiendo la elasticidad de la demanda que suministre el usuario.

i) Capacidad de modelar la red de transmisión completa de la RTR como un modelo en que los flujos en cada línea de transmisión sean una función lineal de las inyecciones y retiros en cada nodo (modelo de corriente continua).

j) Optimización de la operación de los embalses a largo plazo.

k) Horizonte de planificación de al menos quince (15) años.

l) Posibilidad de calcular automáticamente o aceptar como dato de entrada una función de costo futuro al fin del horizonte de planificación.

G2 Simulación del MER

El EOR dispondrá de un modelo de simulación del MER con las siguientes capacidades:

a. Modelado de la red de transmisión regional y las redes nacionales;

b. Representación de toda la generación regional;

c. Optimización a largo plazo de la operación de los embalses, suponiendo un comportamiento estocástico de los caudales en los ríos donde se ubican plantas generadoras hidroeléctricas. El modelo de comportamiento estocástico deberá respetar las autocorrelación temporal de las series históricas de caudales, así como las correlaciones espaciales entre series en distintas estaciones de medida;

d. El modelo podrá usar para la simulación series hidrológicas sintéticas o históricas. La generación sintética de series hidrológicas debe ser una opción del modelo, la cual se debe basar en los registros históricos. El modelo debe permitir el relleno de registros faltantes de las series hidrológicas sobre la base de correlaciones con otras estaciones de medida y autocorrelación con datos de la misma estación;

e. Los generadores ofertan costos variables o precios. En caso que oferten costos variables, cálculo automático del mismo en función del costo del combustible y consumos específicos;

f. Ofertas de los generadores hidráulicos sobre la base de valores del agua estimados por el arbitraje óptimo entre generación inmediata o almacenamiento para ingresos futuros;

g. Modelación de distintos niveles de falla y costos asociados de la Energía no Suministrada;

h. Cálculo de los precios nodales, ingresos de los generadores, costo de abastecimiento de la demanda, y CVT;

i. Cálculo de la Renta de Congestión;

j. Opción de cálculo de los costos de combustible de plantas seleccionadas sobre la base de la variación de un único indicador establecido por el EOR y aprobado por la CRIE.

G3 Estudios Eléctricos

El EOR adquirirá modelos internacionalmente reconocidos para los estudios eléctricos: flujo de carga, estabilidad, cortocircuito, transitorios electromagnéticos, coordinación de protecciones, confiabilidad. Estos modelos deberán permitir:

a) Evaluar el comportamiento de la RTR en estado permanente;
b) Determinar la máxima capacidad de transmisión de cada componente de la RTR;
c) Evaluar el comportamiento de la RTR después de transitorios electromecánicos o electromagnéticos producidos por fallas de componentes o maniobras.

ANEXO H
CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO PARA LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

Tabla 1. CRITERIOS DE SEGURIDAD							
			Consecuencias Aceptables				
Categoría	**Tipo**	**Evento y Contingencia**	**Sistema Estable**	**Disparos en Cascada**	**Límite de Carga de los Elementos**	**Límite de Voltaje**	**Desconexión Automática de Carga / reducción de Transferencias**
A- Operación Normal	-------	Sin Contingencias	Si	No	Operativo	0.95–1.05 pu	No
B- Pérdida de un Elemento	Simple	Falla liberada por la protección primaria (6 ciclos) que desconecta: 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Banco de Capacitares 5. Reactor 6. Carga Disparo de los componentes anteriores sin falla	Si	No	Térmico Continuo	0.9–1.1 pu	No
C- Pérdida de dos o más elementos con el mismo evento	Múltiple	Falla liberada por la protección primaria o de respaldo (6 ó 15 ciclos) que desconecta: 1. Sección de barra 2. Todos los circuitos montados en las mismas torres 3. Una contingencia seguida de otra contingencia considerando que se ha ajustado el sistema a un Estado Normal después de que ocurre la primera contingencia.	Si	No	Límite Térmico de Emergencia	0.9-1.1 pu	Si (también puede desconectarse generación)

Tabla 1A. CRITERIOS DE SEGURIDAD			
D-Contingencias Extremas Pérdida de dos o más elementos con el mismo evento o como consecuencia de disparos en cascada	Extremas	Disparo de: 1. Todas las líneas en un mismo derecho de paso 2. Todos los generadores de una misma planta 3. Todas las secciones de barra de una subestación 4. No operación de una Protección Especial redundante	Se debe evaluar los riesgos y consecuencias 1. Porciones o todo el sistema interconectado puede no alcanzar una condición de operación estable. 2. Formación de islas 3. Puede involucrar la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas.

Notas a la Tabla 1

1. Los Criterios de la Tabla 1 aplican con todos los componentes en servicio.
2. Después de una contingencia que lleve el sistema a un Estado de Alerta o de Emergencia, se debe ajustar el sistema a un Estado Normal en un tiempo no mayor a 30 minutos para que soporte la siguiente contingencia. Se permite la reducción de transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema a un Estado Normal.
3. Después de una contingencia múltiple que lleve el sistema a un Estado de Emergencia se permite reducir las transferencias o disparar carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema a un Estado de Alerta. Después de 30 minutos el sistema debe operar en un Estado Normal
4. Después de una contingencia múltiple se admite que algunos elementos se carguen a la capacidad de emergencia que es función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga del o los elementos a la capacidad continua debe coordinarse con la capacidad de emergencia del o los elementos involucrados.

Tabla 2. DESEMPEÑO DE LA REGULACION PRIMARIA

	Requisitos
Unidades generadoras que deben tener reguladores de velocidad	Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia por medio de la acción de los reguladores de velocidad.
Banda muerta de los reguladores de velocidad	La banda muerta intencional de los reguladores de velocidad debe ser ± 0.03 Hz.
Estatismo	Los reguladores de velocidad deben operar con un estatismo del 3%, libres, sin los limitadores aplicados.

Tabla 3. DESEMPEÑO ANTE PÉRDIDA DE GENERACION

Desempeño de las Áreas de Control ante Pérdida de Generación	Después de una contingencia cada una de las Áreas de Control debe hacer uso de su Reserva de Contingencia para restablecer el balance carga / generación en un tiempo no superior a 15 minutos. La composición y magnitud de la Reserva de Contingencia debe ser adecuada y suficiente para que el Error de Control de Área retorne a cero en un tiempo no superior a 15 minutos después de ocurrida la contingencia.
Reserva Rodante Mínima a mantener por cada área de control	Cada sistema debe operar con una reserva rodante mínima del 5% de su demanda en todas las bandas horarias.

ANEXO I
LÍNEA SIEPAC

I1 Alcance

I1.1 La regulación establecida en el Reglamento del MER es aplicable plenamente al *Agente Transmisor* EPR y a las instalaciones denominadas Línea SIEPAC. Este Anexo tiene por objetivo destacar las particularidades de esta infraestructura y hacer especifica parte de dicha regulación.

I2 Definición

I2.1 La Línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional y está constituido por las instalaciones siguientes[223]:

a) línea de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro, excepto donde es notado[224]:

País		1er. Circuito.			2do. Circuito		
	Tramo	Longitud aproximada			Longitud aproximada		
		(km)	Propietario	por país (km)	(km)	Propietario	por país (km)
Guatemala	Aguacapa – La Vega (3)	28.7	EPR	282.4			
	La Vega – Frontera El Salvador	70.8	EPR				
	Guate Norte – San Agustín	52.6	EPR				
	San Agustín - Panaluya	56.3	EPR				
	Panaluya – Frontera Honduras	74	EPR				
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	EPR	288.3			
	Ahuachapán – Nejapa. (1)	90.1	EPR				
	Nejapa – 15 Septiembre. (1)	86	EPR				
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93.2	EPR				
Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	EPR	270			
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	EPR				
	Torre "T" - San Buenaventura. (2)	14	EPR				
	San Buenaventura – San Nicolás	87	EPR				
	San Nicolás – Frontera Guatemala	54	EPR				
Nicaragua	Frontera Honduras – P. Sandino	117.5	EPR	308.5			169.8
	P. Sandino – Ticuantepe (4)	64.4	EPR				
	P. Sandino – Masaya				81.3	ENATREL	
	Ticuantepe – Frontera Costa Rica (5)	126.6	EPR				
	Masaya-La Virgen				88.5	EPR	
Costa Rica	Frontera Nicaragua – Cañas	129.7	EPR	496.9			
	Cañas – Parrita	159.7	EPR				
	Parrita – Palmar Norte	133,9	EPR				
	Palmar Norte – Río Claro	50.9	EPR				
	Río Claro – Frontera Panamá	22.7	EPR				
Panamá	Frontera Costa Rica – Dominical	8	EPR	150.0			
	Dominical – Veladero	142	EPR				
TOTAL				1,796.2			169.8

[223] Modificado mediante la Resolución CRIE-NP-01-2010, del 04 de marzo de 2010.
[224] Modificado mediante Resoluciones CRIE-P-13-2014, del 25 de abril de 2014, CRIE-P-15-2014, del 26 de mayo de 2014 y CRIE-26-2016, del 28 de abril de 2016.

(1) En los tramos 15 de Septiembre–Nejapa–Ahuachapán, un circuito será parte de la Línea SIEPAC y el otro será parte del sistema de transmisión de ETESAL.
(2) Este tramo incluye el cable OPGW que será instalado entre la Torre "T" y la subestación de El Cajón.
(3) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino–Masaya.
(4) Un circuito es parte de la Línea SIEPAC y el otro es parte del sistema de transmisión de ENATREL como parte de la línea nacional Sandino-Masaya.
(5) En el tramo Masaya-La Virgen ambos circuitos formarán parte de la Línea SIEPAC y el tramo incluye las derivaciones a las subestaciones de Masaya y La Virgen.

La Línea SIEPAC incluye un cable de guarda OPGW de 36 fibras: 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada.

b) bahías en las subestaciones:

País	Subestación	Conexión a	Bahías	Total por país
Guatemala	Aguacapa	Ahuachapán	1	4
		Guate Norte	Panaluya	1
		Panaluya	Guate Norte	1
		Panaluya	San Buenaventura	1
El Salvador	Ahuachapán	Aguacapa	1	6
		Ahuachapán	Nejapa	1
		Nejapa	Ahuachapán	1
		Nejapa	15 Septiembre	1
		15 Septiembre	Nejapa	1
		15 Septiembre	Agua Caliente	1
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	5
		Agua Caliente	Sandino	1
		San Buenaventura	Panaluya	1
		San Buenaventura	El Cajón	1
		San Buenaventura	Toncontín	1
Nicaragua	Sandino	Agua Caliente	1	4
		Sandino	Ticuantepe	1
		Ticuantepe	Sandino	1
		Ticuantepe	Cañas	1
Costa Rica	Cañas	Ticuantepe	1	8
		Cañas	Parrita	1
		Parrita	Cañas	1
		Parrita	Palmar Norte	1
		Palmar Norte	Parrita	1
		Palmar Norte	Río Claro	1
		Río Claro	Palmar Norte	1
		Río Claro	Veladero	1
Panamá	Veladero	Río Claro	1	1
TOTAL				28

c) Los equipos de compensación reactiva consisten en[1]:

Sistema	Equipos	MVAR
Guatemala	Reactor	20
Nicaragua	Reactor	40

[1]Nota: Que los equipos de compensación reactiva corresponden a las necesidades de corto plazo identificadas en los estudios de la EPR como primera etapa, mientras la Línea SIEPAC no se cargue a más de 200 MW; oportunamente la EPR debe presentar a la CRIE estudios actualizados de compensación reactiva para cubrir las necesidades de estos equipos, que se prevén como necesarios para el sistema de Nicaragua y posiblemente para otros sistemas, para cuando las transacciones regionales alcancen valores entre 200 y 300 MW[225].

I2.2 Antes de la finalización de la construcción de las instalaciones, los cambios de definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, serán solicitados por la EPR (Empresa Propietaria de la Red) al EOR. El EOR revisará los estudios técnicos y económicos con los cuales el *Agente Transmisor* EPR soporta la solicitud de cambio y enviara su recomendación a la CRIE.

I2.3 La definición de la Línea SIEPAC, establecida en el Numeral I2.1, solo podrá ser cambiada por la CRIE a solicitud del *Agente Transmisor* EPR soportándola por los estudios técnicos y económicos establecidos en el Reglamento del MER y la autorización de Gobiernos de los Países Miembros.

I2.4 Después de la finalización de la construcción de las instalaciones, las ampliaciones a la Línea SIEPAC serán tratadas de acuerdo al procedimiento de ampliaciones de la RTR detallado en el Capítulo 11 "Ampliaciones de la RTR" del Libro III del RMER.

I3 Agente transmisor EPR

I3.1 La EPR deberá inscribirse como *Agente Transmisor* en cada uno de los Mercados Eléctricos Nacionales, para ello podrá hacerlo directamente o a través de filiales o subsidiarias. A estos agentes se les denominara genéricamente como Agente Transmisor EPR.

I3.2 El *Agente Transmisor* EPR podrá contratar la operación y mantenimiento de sus instalaciones con otros Agentes Transmisores, pero retendrá los derechos y obligaciones que se establecen en el Libro III del RMER.

I3.3 El *Agente Transmisor* EPR es una empresa de transmisión regional ya que es propietaria de activos de la RTR en más de un país miembro y de conformidad con lo dispuesto en el Tratado Marco, los agentes del MER que son empresas de transmisión regional tendrán como único fin la actividad de transmisión o transporte de energía eléctrica.

I3.4 El *Agente Transmisor* EPR debe certificar ante la CRIE que en sus estatutos se especifique que ningún accionista posee directa o indirectamente más del quince por ciento (15%) del total del capital social de la empresa, ni de ninguna clase de acciones con derecho a voto y que se han adoptado los mecanismos de protección de los accionistas minoritarios.

[225] Modificado mediante la Resolución CRIE-NP-01-2010, del 04 de marzo de 2010.

I4 Línea SIEPAC y la RTR

I4.1 La Línea SIEPAC, definida de acuerdo al Numeral I2.1, constituye una Ampliación Planificada de la Red de Transmisión Regional (RTR). La CRIE emitirá un Certificado de Ampliación Planificada para la Línea SIEPAC en donde detalle las condiciones específicas en las que le otorga tal categoría.

I4.2 La Línea SIEPAC será parte de la RTR al menos en el periodo comprendido desde el inicio de su operación comercial hasta que concluya la amortización de los créditos con que se financiaron las inversiones asociadas a la construcción.

I5 Régimen Tarifario de la Línea SIEPAC. Ingreso Autorizado Regional (IAR)[226]

I5.1 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[227]:

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[228];
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.

I5.2 Mientras la CRIE no autorice la metodología de cálculo de la rentabilidad y su respectivo valor, se utilizará la tasa interna de retorno del aporte patrimonial a un valor del 11% durante el periodo de amortización de los créditos con que se financiaron las inversiones asociadas a la construcción. La tasa interna de retorno del aporte patrimonial se calcula con los flujos de efectivo de los aportes de capital y los pagos de dividendos de EPR en el periodo de amortización antes mencionado.

I5.3 Si la Línea SIEPAC es puesta en operación comercial por tramos, entonces el Ingreso Autorizado Regional será actualizado conforme los tramos sean puestos en servicio[229].

I5.4 "El financiamiento ya ejecutado del Primer Sistema de Transmisión Regional, a que se refiere el numeral I5.1, literal b), se resume en el siguiente cuadro[230]:

[226] Modificado mediante Resoluciones CRIE-NP-01-2011, del 07 de enero de 2011, CRIE-02-2011, del 25 de mayo de 2011, CRIE-06-2011, del 21 de septiembre del 2011, CRIE-08-2011, del 20 de diciembre de 2011 y CRIE-P-12-2012, del 24 de julio de 2012.
[227] Modificado mediante la Resolución CRIE-P-13-2014, del 25 de abril de 2014.
[228] Modificado mediante la Resolución CRIE-26-2016, del 28 de abril de 2016.
[229] La puesta en operación comercial por tramos de la Línea SIEPAC fue declarada mediante la Resolución CRIE-P-23-2012, del 23 de noviembre de 2012.
[230] Modificado mediante Resoluciones CRIE-P-13-2014, del 25 de abril de 2014 y CRIE-26-2016, del 28 de abril de 2016.

Préstamo	Garante	Fecha de firma	Fecha última amortización	Monto en US$
BID-003/SQ-CR	COSTA RICA	26/02/2002	15/12/2036	10,000,000
BID-004/SQ-ES	EL SALVADOR	15/02/2003	15/12/2037	10,000,000
BID-005/SQ-GU	GUATEMALA	17/09/2002	15/06/2037	10,000,000
BID-006/SQ-PN	PANAMA	12/04/2002	15/12/2036	10,000,000
BID-007/SQ-HO	HONDURAS	18/03/2002	15/12/2036	15,000,000
BID-008/SQ-NI	NICARAGUA	19/03/2002	15/12/2036	15,000,000
BID-1368/OC-CR	COSTA RICA	26/02/2002	15/12/2026	30,000,000
BID-1369/OC-ES	EL SALVADOR	15/02/2003	15/12/2027	30,000,000
BID-1370/OC-GU	GUATEMALA	17/09/2002	15/06/2027	30,000,000
BID-1371/OC-PN	PANAMA	12/04/2002	15/12/2026	30,000,000
BID-1095/SF-HO	HONDURAS	18/03/2002	15/12/2041	25,000,000
BID-1096/SF-NI	NICARAGUA	19/03/2002	15/12/2041	25,000,000
BID-1908/OC-CR	COSTA RICA	08/12/2009	10/05/2034	4,500,000
BID-2016/BL-HO	HONDURAS	01/06/2010	27/02/2039	4,500,000
BID-2421/BL-NI	NICARAGUA	01/09/2010	28/10/2040	4,500,000
BANCOMEXT	CFE	31/05/2010	20/02/2030	44,500,000
BCIE-1690 (BEI)	ENDESA	30/09/2005	19/05/2028	44,500,000
BCIE-1810 A	ISA	29/06/2007	14/09/2027	44,500,000
BCIE-1810 B	EPR	19/03/2007	05/06/2027	20,000,000
CAF-01	EPR	10/02/2009	10/02/2029	15,000,000
DAVIVIENDA	EPR	22/05/2014	22/04/2026	11,042,500
INDE-02	EPR	09/03/2010	16/12/2026	4,500,000
CEL-01	EPR	19/02/2010	01/01/2022	4,500,000
ETESA-01	EPR	25/01/2010	12/11/2025	4,500,000
ENATREL	EPR	-	-	6,553,883
TOTALES				**453,096,383**

I5.5 En el caso de que los montos del aporte patrimonial o de los préstamos sean diferentes a los mencionados en el numeral anterior, el *Agente Transmisor* EPR deberá presentar ante la CRIE una solicitud de ajuste con las correspondientes justificaciones.

I5.6 [231]Los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento serán establecidos por la CRIE como un porcentaje del Costo Estándar de la Línea SIEPAC. Los costos

[231] Modificado mediante Resoluciones CRIE-02-2009, del 10 de diciembre de 2009 y CRIE-P-19-2013, del 20 de noviembre de 2013 y posteriormente mediante la Resolución CRIE-54-2016, del 22 de septiembre de 2016 se aprobó la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC.

reconocidos de administración, operación y mantenimiento corresponderán a valores de Empresas Eficientemente Operadas que serán seleccionadas por la CRIE. Para elaborar esta lista tomará como punto de referencia el de empresas de transmisión de la región. Hasta tanto la CRIE defina este valor, se utilizará un porcentaje del 3%. El Costo Estándar de la Línea SIEPAC será establecido de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 9 del Libro III.

I5.7 El servicio de la deuda que el *Agente Transmisor* EPR contraiga para financiar las inversiones asociadas a la construcción y entrada en operación de la Línea SIEPAC debe ser certificado anualmente ante la CRIE previo a la determinación del IAR anual.

I5.8 El Valor Esperado por Indisponibilidad para la Línea SIEPAC será calculado de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 6 del Libro III.

I5.9 Los tributos que el *Agente Transmisor* EPR tenga que pagar asociados exclusivamente a la actividad de transmisión de energía eléctrica por la Línea SIEPAC deben ser certificados por la autoridad competente o auditor independiente contratado para tal efecto.

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.

I5.11 Cualquier diferencia entre el estimado y los valores reales del servicio de la deuda, los tributos y la rentabilidad regulada, deberá ser informada a la CRIE para considerarla como un ingreso extra o como un ingreso faltante en el cálculo del próximo IAR anual.

I5.12 Para Línea SIEPAC, cuyo titular es una Empresa de Transmisión Regional, y para las Ampliaciones Planificadas y las Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional, cuyos titulares sean Empresas de Transmisión Regional; si el Agente Transmisor titular permite a terceros el uso o la utilización como soporte físico de instalaciones o equipos, que están siendo remuneradas a través del Ingreso Autorizado Regional, para el desarrollo de actividades distintas a la de transmisión de energía eléctrica, se le hará un descuento al Ingreso Autorizado Regional que será definido por la CRIE sobre la base de los beneficios generados por dicha actividad . En ningún caso el Ingreso Autorizado Regional podrá ser inferior a cero.

I5.13 Cumplido el Período de Amortización de la Línea SIEPAC su Ingreso Autorizado Regional solo considerara: (1) los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento, (2) el Valor Esperado por Indisponibilidad, (3) los tributos que pudieran corresponderle y (4) una rentabilidad regulada de acuerdo a la metodología de cálculo que autorice la CRIE.

I5.14 Para la Línea SIEPAC, la CRIE podrá reconocer en el IAR, el costo de inversión de las instalaciones de maniobra, control, comunicaciones y protección que se hayan renovado o que deban ser renovadas, para permitir la operación confiable de la instalación.

[232]ANEXO J
METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO

[232] Adicionado mediante la Resolución CRIE-05-2018, del 25 de enero del 2018.

J.1 Alcance

Este Anexo establece la metodología para el cálculo de la Tasa de Descuento utilizada para las tareas de planeamiento que realiza el EOR, y a las que se hace referencia en el Libro III del Reglamento del RMER[233]; la cual para efectos de estimar la tasa de descuento de la estructura de financiamiento, deuda y capital patrimonial, parte del método CAPM/WACC (Capital Asset Pricing Model, o CAPM/ Weighted Average Cost of Capital.

La tasa de descuento regional que se hace referencia en el Libro III del RMER, para las actividades de planeamiento que realiza el EOR, es utilizada para verificar la factibilidad económica de las inversiones, constatando que la tasa interna de retorno, sea mayor o igual a la tasa de descuento; asimismo, es utilizado como parámetro del modelo de planificación para identificar las expansiones que maximicen el Beneficio Social o alternativamente las expansiones que minimicen los costos de inversión y operación.

J.2 El Weighted Average Cost of Capital (WACC), es la tasa de descuento o costo promedio ponderado de la estructura de financiamiento, deuda y capital patrimonial, que se utiliza para descontar los flujos de caja futuros a la hora de valorar un proyecto de inversión. En términos de una empresa, el costo de capital calculado de esta forma es utilizada para los proyectos que tienen riesgos similares en el sector de transmisión. Su estructura es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D+E} \times r_D \times (1-t) + \frac{E}{D+E} \times r_E \quad \textbf{(1)}$$

Dónde:

WACC es la tasa promedio de costo de capital (nominal después de impuestos)

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D es la tasa marginal de endeudamiento.

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

t es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

En el esquema del método CAPM global, la tasa de rentabilidad se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r_E = r_F + r_C + r_T + \beta_L * (r_M - r_F) \qquad \textbf{(2)}$$

[233] Referido en el *Libro III del RMER, el numerales 9.2.2 inciso c); 9.2.2 inciso d); 9.2.3 inciso a); 10.4.5; 10.6.1; 10.6.3; 11.2.1; 11.4.1.1.*

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.

J.3 Para poder estimar una tasa para la región centroamericana se deberán elegir los ponderadores para cada uno de los países.

J.4 Para estimar costo real del capital propio para un proyecto en Centroamérica se elige como ponderador la inversión realizada en la línea SIEPAC de manera proporcional de acuerdo a lo invertido en cada país.

J.5 Tasa de costo de capital propio. DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS FUNDAMENTALES PARA LA ESTIMACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROPIO POR EL MÉTODO CAPM

J.5.1 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*): http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15, o en la Federal Reserve Bank of St. Louis en el siguiente enlace https://fred.stlouisfed.org/series/DGS30. En caso ninguna de las fuentes anteriores esté disponible, se utilizará otra reconocida y utilizada internacionalmente.

J.5.2 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 países donde la economía no está dolarizada, se calcula utilizando la calificación de riesgo para el mes más cercano al momento de cálculo estimada por Moody´s (publicada por el Consejo Monetario Centroamericanohttp://www.secmca.org/Informes.html), junto con las tasas de riesgo (spreads) corporativos para empresas de servicios públicos para el año correspondiente provistos por Reuters, para bonos a 30 años o mediante información disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/.

Adicionalmente, para países con economías dolarizadas se podrá tomar como indicador de spreads por riesgo por contexto del país receptor de la inversión, los datos de Emerging Markets Bonds Index Plus (EMBI+) publicados por JP Morgan. En este caso, se determinará el promedio de los 3 últimos años, previo al momento del cálculo. La CRIE podrá solicitar la disponibilidad de la información a los reguladores nacionales.

En caso ninguna de las fuentes anteriores esté disponible, se utilizará otra reconocida y utilizada internacionalmente.

J.5.3 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.

J.5.4 Cálculo del riesgo sistémico de la industria (β_L)

Para calcular el beta a aplicar para el caso de referencia 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 y la alícuota impositiva en cada país de la región Centroamérica.

El beta apalancado se calcula usando la Ecuación de Hamada:

$$\beta_L = \beta_U * \left(1 + (1 - t) * \frac{D}{E}\right) \qquad \textbf{(3)}$$

Dónde:

$\beta_L$es el Beta del patrimonio o apalancada

$\beta_U$es el Beta del activo o desapalancada

$t$es la tasa de impuestos (Impuestos a la renta)

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

Ees 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: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. En el sitio, se incluye una cantidad de información actualizada para el cálculo del costo de capital, entre otra, que el profesor releva de distintas fuentes de información. En particular, en la sección de datos (Data – Current Data – Discount Rate Estimation), se incluye información sobre las betas apalancadas y desapalancadas por tipo de industria (Levered and Unlevered Betas by Industry). Se deben considerar las del mercado de Estados Unidos (U.S.) y las del sector de Power).

Para calcular el Beta apalancado asociado a las utilities, se deberá considerar la tasa impositiva vigente en cada país y la estructura de la línea SIEPAC, así como de empresas de transmisión nacionales de la región de América Central, y la ecuación (3).

J.5.5 Cálculo del premio por riesgo$(r_M - r_F)$

El premio por riesgo surge de la diferencia entre el rendimiento de mercado y la tasa libre de riesgo.

Esta información 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.

J.5.6 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.

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

Para determinar la inflación a largo plazo en el mercado de EUA, se deberá considerar el spread entre los bonos del Tesoro de EUA 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): http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15.

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

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

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.

Para estimar costo real del capital propio para un proyecto en Centroamérica elige como ponderador la inversión realizada en la línea SIEPAC de manera proporcional de acuerdo a lo invertido en cada país.

J.6 TASA DE ENDEUDAMIENTO

J.6.1 El costo de la deuda se define como la tasa de interés a la cual la firma puede incrementar su deuda (costo marginal de la deuda). Esta tasa varía en función del riesgo de cesación de pagos de la empresa. Según este método, el costo de endeudamiento se estima a partir de la siguiente expresión:

$$r_d = r_F + r_C + SS \quad \textbf{(5)}$$

Dónde:

r_d es la tasa marginal de endeudamiento

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

SS es el spread adicional en función de la calificación que pueda obtener el negocio

J.6.2 Tasa libre de riesgo: Se debe utilizar la misma que la considerada para la determinación del costo del capital propio para cada país.

J.6.3 Adicional por riesgo local: las mismas consideradas para la determinación del costo del capital propio para cada país.

J.6.4 Adicional por riesgo corporativo: es equivalente a la tasa adicional que paga un bono de calificación AAA (10 años) en Estados Unidos por arriba de un bono del tesoro. Esta

información está disponible en la página web del profesor Aswath Damodaran de la New York University:

http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/archives/

En caso la fuente anterior no esté disponible, se utilizará otra reconocida y utilizada internacionalmente.

El resultado será una tasa antes de impuestos, se debe descontar de la misma el pago de impuestos, considerando la alícuota representativa de cada país.

J.7 Tasa de costo de capital promedio ponderado

J.7.1 El WACC, por su parte, resulta del promedio ponderado del costo de la deuda más la tasa de rentabilidad de las acciones o capital propio. La estructura del WACC es la siguiente:

$$WACC = \frac{D}{D+E} \times r_D \times (1-t) + \frac{E}{D+E} \times r_E \quad \textbf{(6)}$$

Donde:

WACC es la tasa promedio de costo de capital (nominal después de impuestos)

D es el nivel de endeudamiento de mediano y largo plazo.

E es el Patrimonio Neto

r_D es la tasa marginal de endeudamiento.

r_E es la tasa de retorno o costo de oportunidad del capital propio.

t es la tasa impositiva (alícuota del Impuesto sobre la Renta).

Posteriormente, para estimar la WACC en términos reales se deberá considerar la siguiente ecuación:

$$WACC^{R,i} = \left(\frac{WACC^{i}+1}{(1+\pi_{USA})} - 1\right) \quad \textbf{(7)}$$

Dónde:

$WACC^{R,i}$ es la tasa promedio de costo de capital real después de impuestos correspondiente al país i.

$WACC^{i}$ es la tasa promedio de costo de capital nominal después de impuestos correspondiente al país i.

π_{USA} es la inflación esperada de largo plazo en el mercado de referencia.

WACC real después de impuestos para Centroamérica

J.7.2 Para estimar la WACC para un proyecto en Centroamérica elige como ponderador la inversión realizada en la línea SIEPAC de manera proporcional de acuerdo a lo invertido en cada país.

J.7.3 El valor de la tasa de descuento regional será actualizado por la CRIE anualmente.

[234]ANEXO K
PROCEDIMIENTO PARA EL TRÁMITE DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN A LA RTR Y DEL SIEPAC

[234] Anexo adicionado mediante la Resolución CRIE-29-2018, del 15 de febrero del 2018.

K.1 [235]Etapas del Procedimiento para el Acceso a la RTR, en aplicación del RMER

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
Tareas previas a la elaboración de la Solicitud de Conexión	Paso 1 – Orientación al Solicitante		X	X	X	X	X
	Paso 2 – Base de Datos y Premisas Técnicas (26 días hábiles)	X		X	X	X	
	Elaboración de Estudios Eléctricos por parte del Solicitante	X					
	Paso 3 - Formato para presentar la solicitud de acceso a la RTR. (Presentación a CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR)	X					
Etapa 1: Solicitud de Conexión a la RTR	Se abre Expediente (TA) para encomendar al EOR análisis técnico de la Solicitud.		X				
	Reunir información faltante. Envío a la CRIE si aplica	X					
	El EOR realiza el análisis técnico de la Solicitud en consulta con el OS/OM y el AT y remite a la CRIE informe de evaluación			X			
	OS/OM y AT presentan al EOR informe de evaluación y emiten su aceptación a la solicitud de conexión.				X	X	
	Remite a la CRIE la autorización, permiso o concesión	X					
	Evaluación de informe del EOR y		X				

[235] Modificado por la Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	verificación de cumplimiento.						
	Consulta al Regulador Nacional (RN) si acepta o hará observaciones a la Solicitud de Conexión.		X				
	El RN o la Entidad competente envía a la CRIE su aceptación o hace observaciones						X
	Si el RN acepta, se emite la Resolución de Aprobación de la Solicitud de Conexión a la RTR y se notifica ésta al Solicitante, RN, EOR, OS/OM y AT		X				
Etapa 2: Diseño Técnico de Detalle	Elaboración y envío de Diseño Técnico de Detalle	X					
	Evaluación del EOR, AT y OS/OM del Diseño Técnico de Detalle			X	X	X	
	Elaboración por el EOR de Informe con recomendación a la CRIE			X			
	"Aprobación final del Diseño Técnico de Detalle", le corresponde al EOR.			X			
Etapa 3: Autorización Puesta en Servicio. Ajustes previos de Equipos y Sistemas	Solicitud al EOR de Autorización para la puesta en servicio. EOR verifica que la Concesión esté aprobada	X					
	Presentar al EOR el Contrato de Conexión u otorgamiento de la autorización de conexión.	X			X		
	Presenta al EOR, OS/OM y AT el Programa de Pruebas	X					
	Realización de Pruebas. Deben ser exitosas.	X		X	X	X	

	Actividad	Solicitante	CRIE	EOR	Agente Transmisor	OS/OM	Regulador Nacional
	Ajustes finales sistemas de comunicación, control, protección y medición.						
	Autorización de la Puesta en servicio			X			

[236]K.2 Modelo de Carta:

Sr. Gerente General EPR

De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.5.2.1 del Libro III del RMER, me dirijo a usted para solicitarle se emita la "aceptación previa" de EPR para la conexión de una nueva Subestación de Conexión a la Línea SIEPAC: (…), dicha subestación se ubicará en el siguiente lugar (…) (Describir ubicación) entre las torres (…), con una posición en coordenadas geográficas UTM siguientes (…).

Nuestra entidad se compromete a cumplir todos y cada uno de los requerimientos indicados en los Requerimientos de Conexión a la Línea SIEPAC de EPR, y el Contrato de Conexión suscrito.

Adicionalmente nuestra entidad tiene que cumplir con lo indicado en la regulación regional, regulación nacional de (…) (país donde se ubica) (...), y demás leyes vigentes.

Sin otro particular,

Representante Legal

[236] Se deroga el numeral K2 del Anexo K, y se modifica la numeración del numeral K3 a K2, mediante la Resolución CRIE-95-2018, del 25 de octubre del 2018.

[237]ANEXO L
METODOLOGIA DE CÁLCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA.

[237] Anexo adicionado mediante la Resolución CRIE-33-2018, del 26 de febrero del 2018.

GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS

CENS: Costo de la Energía No Suministrada
CENSCD: Costo de la Energía No Suministrada de Corta Duración
CENSLD: Costo de la Energía No Suministrada de Larga Duración
CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
ENS: Energía No Suministrada
EOR: Ente Operador Regional
kWh: kilovatio-hora
kW: kilovatio
MER: Mercado Eléctrica Regional
MWh: Megavatio-hora
RMER: Reglamento del Mercado Eléctrica Regional
SPTR: Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regionales
SDDP: *Stochastic Dual Dynamic Programming*
USD: Dólares de los Estados Unidos de América

L.1. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA DETERMINACIÓN DEL CENS

En el presente apartado, se desarrolla la metodología para el cálculo del CENS haciendo uso de diversas metodologías, calculado para cada país del MER y luego, en base a estos valores, obtener un valor regional.

El procedimiento general que seguir para el cálculo del costo de energía no suministrada consta de las siguientes etapas:

1. Calcular el CENS para distintos escalones de racionamiento (porcentajes de profundidad de corte de la demanda), para cada país del MER, utilizando cada una de las metodologías detalladas en el presente anexo.

2. En base a los cálculos de CENS por país, calcular el CENS regional escalonado.

3. Aplicar el modelado de los escalones regionales de racionamiento, con su respectivo CENS, en el modelo del SPTR (SDDP)

4. El cálculo del Costo de Energía No Suministrada –CENS-, establecida mediante la presente metodología, deberá ser actualizado como mínimo cada cinco (5) años por parte de la CRIE.

En el marco del desarrollo de esta metodología, se hace necesario aclarar, que los datos obtenidos por medio de los cálculos realizados a partir del modelo de cálculo del CENS; serán utilizados para realizar la planificación de largo y mediano plazo de la expansión de la transmisión y generación regionales.

L.2. MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO

El concepto de **CENS** se utiliza, para definir y agrupar los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando el suministro de electricidad no puede ser realizado en la medida requerida por los consumidores. La **ENS** es la cantidad de energía potencialmente demandada (energía presunta) que no puede ser suministrada.

En los mercados de *commodities*, ante la falta de oferta, aumenta el precio del producto y la cantidad demandada se ajusta automáticamente, retirándose en primer lugar aquellos consumidores con menor utilidad o excedente del consumidor, lo cual es económicamente eficiente, minimizándose así la reducción del beneficio social. Pero en el caso de los mercados de energía eléctrica se deben tener las siguientes consideraciones:

- Al no poder almacenarse la energía eléctrica, si en el corto plazo hay insuficiente oferta disponible, el sistema corre el riesgo de colapsar.
- La demanda es muy inelástica en el corto plazo, con lo que las señales de precios no siempre resultan suficientes para volver el sistema a una situación de equilibrio.
- Normalmente, no existe un mercado en dónde se transen las interrupciones en la oferta de energía eléctrica.
- Si bien la seguridad de los sistemas eléctricos es muy importante, no es posible determinar con exactitud cuánto valoriza la sociedad esta seguridad. Normalmente, esta información puede ser derivada del mercado. En este marco, la demanda generalmente no puede participar activamente del mercado, y la valorización que ella hace de la energía no suministrada debe ser estimada. El CENS resulta entonces de la solución utilizada para valorizar las consecuencias para los distintos agentes de la sociedad de no disponer de energía eléctrica.

Dentro del concepto de CENS, se distinguen los costos directos, que son aquellos que ocurren durante el corte, usualmente identificados como los costos que tiene el usuario debido a que su actividad productiva normal o su consumo directo son interrumpidos (pérdida de producción, perdida de bienestar, reanudación del proceso productivo, deterioro, entre otros); y los costos indirectos, que son aquellos en que incurren los usuarios (cuando dadas sus expectativas sobre los niveles de confiabilidad) deben adaptarse a patrones que son más costosos o menos eficientes, pero también menos susceptibles a las interrupciones del servicio (compra de equipos de emergencia, generadores de respaldo, entre otros). Los costos totales son la suma de los costos directos e indirectos.

Los costos económicos que pueden afectar a la sociedad en su conjunto cuando no está disponible el suministro de electricidad son de diversa índole. El CENS depende si se trata de un déficit de "capacidad" o de "energía.

Un déficit de capacidad se refiere a una situación en que la capacidad instalada disponible es insuficiente para cubrir la demanda en un instante determinado. Este tipo es, en general, de corta duración, y la mayoría de las veces no viene acompañado de aviso previo, por lo que su costo es

elevado ya que no es posible discriminar el tipo de consumo afectado por la interrupción de suministro.

Un déficit de energía, por su parte, se refiere a una situación en que la cantidad de energía que sería adquirida en promedio durante un cierto periodo de tiempo supera la energía disponible en ese mismo lapso. Situaciones de déficit de energía suceden cuando no hay suficiente combustible disponible o cuando el caudal de los afluentes a centrales hidroeléctricas es insuficiente. Estos episodios son, en general, de larga duración y son procedidos de avisos previos a la población.

L.2.1 EL CENS DE CORTA Y LARGA DURACIÓN

El CENS es diferente si se trata de un costo de larga duración (CENSLD) o de corta duración (CENSCD).

El **CENSCD**, representa el costo unitario (por unidad no servida o bien por tiempo de interrupción) en que incurre un usuario por la falla intempestiva, sin preaviso, del bien o servicio que está recibiendo, normalmente a través de una red pública de suministro, en circunstancia que dicho bien o servicio es esencial y por su condición de tal se efectúa con un elevado grado de confiabilidad. El costo en que se incurre en estas circunstancias depende de la condición particular en que se encuentre el usuario, pero puede aseverarse que para el conjunto de los usuarios interrumpidos el costo asociado es muy elevado. El caso de suministro mediante redes de transporte y distribución de electricidad constituye un buen ejemplo del tipo de bien o servicio sujeto a CENSCD. No obstante, lo anterior, el CENSCD también existe en la provisión de servicios no públicos, como puede ser el caso de falla de un equipo esencial en una actividad productiva. El concepto de CENSCD puede asociarse directamente al CENS de capacidad mencionado anteriormente.

El **CENSLD**, representa el costo unitario en que incurre un usuario por la indisponibilidad preanunciada del bien o servicio que está recibiendo. El costo en que se incurre en estas circunstancias, si bien puede ser elevado, es muy inferior al CENSCD. Ello por cuanto el usuario y el proveedor pueden prepararse para esta circunstancia, adaptando sus actividades, sustituyendo el bien o servicio interrumpido por un sustituto o bien proveyéndolo a través de un medio alternativo de reserva.

L.3. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DEL CENS

Dadas las dificultades para estimar el CENS, considerando los fundamentos, ventajas y desventajas de las distintas alternativas y siguiendo las prácticas habituales, se considera que los distintos enfoques no compiten, sino que se complementan. Es por ello por lo que, se propone como metodología de cálculo la **utilización de diversas metodologías, utilizando métodos indirectos**, de forma de lograr un rango de valores representativos para el CENS en cada país del MER y un valor medio regional. Cabe mencionar que el uso de métodos directos (encuestas) queda fuera del ámbito de la metodología presentada.

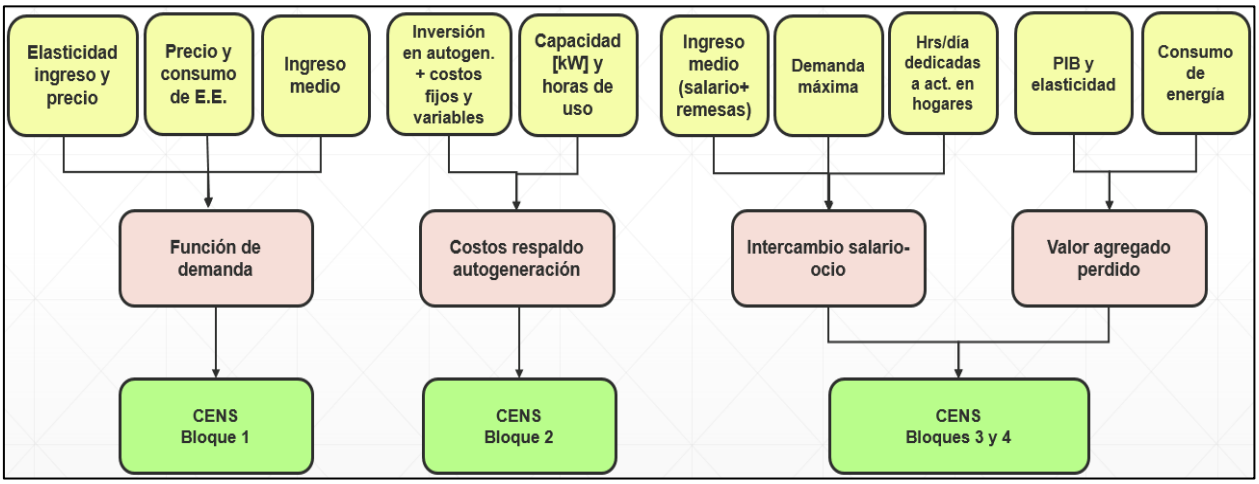


Fig 1. Flujograma de Proceso Calculo CENS

L.3.1 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DEL CENSCD

El CENSCD se calcula, dependiendo del usuario afectado, considerando las siguientes metodologías de cálculo indirectas:

1. Teoría de intercambio trabajo-ocio, o valor del ocio, aplicable al sector residencial.
2. Valor agregado perdido, aplicable a los sectores comercial y servicios, e industrial.

L.3.1.1 Calculo CENSCD Sector Residencial: Teoría de Intercambio Trabajo Ocio

Para determinar el CENSCD a partir de esta metodología, se aplica el siguiente procedimiento:

1. La metodología requiere determinar el uso del tiempo asumido para un día típico. Para esto, se consideran los siguientes tres grupos de actividades:

a. Descanso =8.5 horas por día
b. Actividades Domésticas y Ocio = 5.8 horas por día
c. Resto = 9.7 horas por día

2. Dependiendo del horario de las interrupciones, y considerando que las mismas afectan más en algunas horas que en otras, el tiempo se valoriza de acuerdo con los siguientes ponderadores:

a. Horas de Descanso (8.5 horas por día) = 0
b. Horas de Actividades Domésticas y Ocio (5.8 horas por día) = 1
c. Resto de horas (9.7 horas por día) = 0.5

3. Para obtener una valorización económica del tiempo se utiliza una estimación del ingreso medio mensual de los individuos, el cual se propone como la agregación del salario medio vigente en cada país más las remesas por habitante, todo expresado al año base del estudio.

4. Se considera una jornada diaria de trabajo de 8 horas.

5. Para estimar la demanda máxima (en horas de la tarde, cuando los usuarios residenciales están en sus hogares) se asume un factor de carga de 0.5.

Considerando lo anterior, el CENS mediante esta metodología se estima con la siguiente ecuación:

$$CENS = \frac{\left({}^{IM}/_{DM}\right) \times \left((H_{DE} * FP_{DE}) + (H_{DO} * FP_{DO}) + (H_{RE} * FP_{RE})\right)}{(H_{DE} + H_{DO} + H_{RE})}$$

Donde:

CENS: es el Costo de Energía No Suministrada, en USD/MWh;

IM: es el Ingreso Medio Horario, estimado considerando el ingreso medio mensual, considerando una jornada diaria de trabajo de 8 horas;

DM: es la Demanda Máxima por usuario residencial, en MW, estimada a partir del consumo de energía por usuario residencial en el año base del cálculo, en MWh; la cantidad de usuarios residenciales en el año base del cálculo; la cantidad de horas del mes (720 horas) y un factor de carga igual a 0.5.

H_{DE}, H_{DO} *y* H_{RE} *:* son las horas del día dedicadas a Descanso (*DE*), igual a 8.5 horas/ día; a Actividades Domésticas (*DO*), igual a 5.8 horas/día; y al Resto de Actividades (*RE*), igual a 9.7 horas/día; siendo $HDE+HDO+HRE = 24$ horas.

FP_{DE}, FP_{DO} *y* FP_{RE} : son los ponderadores utilizados para valorar las horas del día, iguales a 0, 1 y 0.5 respectivamente.

L.3.1.2. Cálculo CENSCD Sector Comercio y Servicio, Industria: Valor agregado perdido

Para determinar el CENS de los sectores comercial e industrial se requiere información sobre el valor agregado en el año base del cálculo (el PIB de los sectores comercial e industrial, respectivamente), el consumo de electricidad de cada sector en el año base del cálculo y la elasticidad-ingreso de ambos sectores. Asimismo, los resultados se ajustan considerando el nivel de electrificación de cada país en el año base del cálculo.

La elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica se estima a partir de modelos econométricos (ver informe metodología de cálculo CENS). La elasticidad-ingreso (ε) del consumo se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica (ΔC) de un producto ante un cambio proporcional en el ingreso (ΔPIB):

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta C}{C}}{\frac{\Delta PIB}{PIB}}$$

Para determinar la elasticidad-ingreso ε del consumo, se utiliza el modelo econométrico conocido en la literatura internacional como modelo de ajuste parcial, ampliamente

utilizado para determinar elasticidades. En este modelo, los dos efectos principales -precio e ingreso- pueden ser estimados utilizando técnicas de regresión estándar de mínimos cuadrados ordinarios. Así, el modelo, expresado en logaritmos (modelo log-log), es:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \mu_t \quad \text{(función de corto plazo)}$$

Dónde:

CE_t: es el Consumo de Energía Eléctrica de los usuarios comercial e industrial, en el período t, en MWh.

PIB_t: es el PIB en precios constantes, en el período t, en USD.

TM_t: es la tarifa media de venta de energía eléctrica, en valores constantes, en el período t, en USD/MWh.

$CEt-1$: es el Consumo de Energía Eléctrica, en el período $t-1$, en MWh.

α, β, γ y δ: son los parámetros de la función de demanda, estimados mediante regresión lineal, siendo que α es la constante, **β representa la elasticidad-ingreso de corto plazo**; γ representa la elasticidad-precio de corto plazo y δ representa el rezago o ajuste de largo plazo (y se utiliza para determinar las elasticidades ingreso y precio de largo plazo).

μ_t: es el término de error estocástico.

El modelo de ajuste parcial tiene la ventaja que permite obtener tanto elasticidades de corto plazo como de largo, siendo uno de los modelos más utilizados cuando se desea capturar la dinámica del consumo de electricidad. Así, la elasticidad-precio de la demanda de largo plazo se obtiene como □*/(1-*□*)*. Para llegar al ajuste de largo plazo deben transcurrir un número significativo de años (los cuales dependerán del coeficiente □).

Para estimar econométricamente la función de demanda se utilizan, de estar disponible, datos mensuales. De no estar disponibles, se pueden utilizar datos anuales. En cualquier caso, se consideran series históricas de entre **10 y 20 años** de longitud.

Entonces, el $CENS$ se define como:

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C}$$

El valor anterior se afecta por el índice de electrificación de cada país, a efecto de considerar solo los usuarios que tienen acceso a la red eléctrica:

$$CENS = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \times IE\%$$

Donde:

ε: elasticidad-ingreso del consumo eléctrico del sector comercio o industria, según sea el caso, en el año base.
PIB: Producto Interno Bruto del sector comercio o industria, según sea el caso, en USD corrientes del año base.
C: consumo de energía eléctrica del sector comercio o industria, según sea el caso, en MWh del año base.

$IE\%$: Índice de Electrificación del país.

L.3.2. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DEL CENSLD

El CENSLD debe calcularse, dependiendo del usuario afectado, bajo las siguientes metodologías de cálculo indirectas:

1. Función de demanda, para el sector residencial;
2. Costos de respaldo de autogeneración, aplicable a los sectores comercial e industrial.

L.3.2.1. Calculo CENSLD Sector Residencial: Función de demanda

Se utiliza el método de la función de demanda como cota inferior del CENSLD. Este método se aplica al sector de consumo residencial.

De acuerdo a la metodología desarrollada, se definen los siguientes valores de CENS relevantes:

- El *CENS marginal*, que refleja el valor asociado a un racionamiento del consumo para una cierta profundidad. Asumiendo que el racionamiento es anunciado con anticipación y que se administra de manera tal que se restringen los consumos menos valiosos. Este costo está asociado a un racionamiento eficiente.

- El *CENS medio por cortes*, que corresponde al valor promedio de la energía eléctrica que se deja de consumir cuando la restricción se administra mediante cortes de suministro. En este caso el racionamiento es menos eficiente.

L.3.2.1.1. CENS Marginal

Se define *d* como la función de demanda de energía, de un consumidor residencial durante el período de tiempo relevante asociado una restricción de energía. Esta función de demanda relaciona la cantidad de energía demandada (q) por el usuario en función del precio de la energía (p) y su ingreso (y):

$$q = d(p, y)$$

A partir de la cual es posible plantear la ecuación inversa de demanda donde se expresa el precio de la energía al cual el usuario demanda q kWh y también es función del ingreso:

$$p = v(q, y)$$

Llamando P_0 al precio de la energía durante el período de racionamiento, q_0 al consumo normal (sin restricciones) de energía al precio P_0, Y_0 al ingreso del usuario y λ a la fracción de energía racionada, el consumo del usuario bajo el escenario de racionamiento es igual a:

$$(1-\lambda)q_0 = q_\lambda \quad \text{kWh.}$$

Bajo el supuesto de que el racionamiento es eficiente, el CENS marginal es el precio al cual el usuario demandaría q_λ kWh. Este CENS lo representaremos por el símbolo v_λ y depende de la magnitud de la restricción λ, el ingreso del usuario, la cantidad de energía demandada y su precio bajo condiciones normales (sin restricciones), y_0, q_0 y p_0 respectivamente; y las elasticidades-precio e ingreso de la demanda de energía para el período de restricción.

Asumiendo que la demanda de energía se puede representar mediante una función log-lineal o Cobb Douglas, resulta:

$$d = \alpha p^\beta y^\gamma, \text{ donde } \alpha = q_0 p_0^{-\beta} y_0^{-\gamma}$$

A partir de estas expresiones, calcular el CENS marginal (*CdFMg*) implica hallar la solución v_λ a la siguiente ecuación no lineal:

$$(1-\lambda)q_0 = \alpha v_\lambda^\beta (y_0 + (v_\lambda - p_0)q_\lambda)^\gamma$$

Los parámetros β y γ en las expresiones anteriores corresponden a la elasticidad-precio y elasticidad-ingreso de la demanda respectivamente. Estas elasticidades pueden ser de corto y de largo plazo.

Para determinar estas elasticidades, se utiliza el modelo econométrico conocido en la literatura internacional como modelo de ajuste parcial, ampliamente utilizado para determinar elasticidades. Este modelo permite determinar las elasticidades tanto de corto como de largo plazo.

Los dos efectos principales -precio e ingreso- pueden ser estimados utilizando técnicas de regresión estándar de mínimos cuadrados ordinarios. Así, el modelo, expresado en logaritmos (modelo log-log), es:

$$CE_t = \alpha + \beta \times PIB_t + \gamma \times TM_t + \delta \times CE_{t-1} + \mu_t \quad \text{(función de corto plazo)}$$

Dónde:

CE_t: es el Consumo de Energía Eléctrica de los usuarios, en el período t, en MWh.

PIB_t: es el PIB en precios constantes, en el período t, en USD.

TM_t: es la tarifa media de venta de energía eléctrica, en valores constantes, en el período t, en USD/MWh.

$CEt-1$: es el Consumo de Energía Eléctrica, en el período $t-1$, en MWh.
α, β, γ y δ: son los parámetros de la función de demanda, estimados mediante regresión lineal, siendo que α es la constante, β representa la elasticidad-ingreso de corto plazo; γ representa la

elasticidad-precio de corto plazo y δ representa el rezago o ajuste de largo plazo (y se utiliza para determinar las elasticidades ingreso y precio de largo plazo).

μ El modelo de ajuste parcial tiene la ventaja que permite obtener tanto elasticidades de corto plazo como de largo, siendo uno de los modelos más utilizados cuando se desea capturar la dinámica del consumo de electricidad. Así, la elasticidad-precio de la demanda de largo plazo se obtiene como □*/(1-*□*)*. Para llegar al ajuste de largo plazo deben transcurrir un número significativo de años (los cuales dependerán del coeficiente □).

Para estimar econométricamente la función de demanda se utilizan, de estar disponible, datos mensuales. De no estar disponibles, se pueden utilizar datos anuales. En cualquier caso, se consideran series históricas de entre 10 y 20 años de longitud.

Asimismo, se considera una magnitud de la restricción, λ, igual a 5% de racionamiento.

El CENS resultante de esta metodología surge del promedio simple del valor resultante considerando las elasticidades de corto y largo plazo.

L.3.2.1.2 CENS medio por cortes

Este enfoque considera el caso del racionamiento menos eficiente, correspondiente a una estrategia en que se realizan cortes de suministro. En ese caso es posible asumir que el CENS medio por cortes ($CdFME_{co}$) refleja la pérdida del bienestar del usuario cuando la restricción es total por una fracción λ del tiempo. Para ello es preciso determinar el precio $\bar{p}$ al cual el consumidor elegiría demandar 0 kWh y se calcula como:

$$CdFME_{CO} = p_0 + \frac{1}{2}(\bar{p} - p_0), \text{ dónde } \bar{p} = p_0\left(1 - \frac{1}{\beta}\right)$$

En este caso el CENS no depende de la profundidad de la restricción y cuando los cortes de suministro son anunciados con anticipación representa una cota superior para el CENS medio.

Se debe considerar el CENS marginal y el CENS medio por cortes como métodos de valorización de la ENS mediante el método de la función de demanda. El paso previo al cálculo del CENS mediante este método es la estimación de la ecuación de la demanda con el fin de obtener estimaciones de su elasticidad-precio, tanto de corto como de largo plazo.

El CENS resultante de esta metodología surge del promedio simple del valor resultante considerando las elasticidades de corto y largo plazo.

L.3.2.2 Cálculo CENSLD Sectores Comercio y Servicio, Industria: Costos de Respaldo de autogeneración

Se utiliza el enfoque denominado “costos de respaldo” como cota superior del CENSLD (este método será aplicado para los sectores comercial e industrial). Esta metodología propone la medición de la voluntad de pago a través de estimar los costos de autogeneración. En efecto, dado que los usuarios (especialmente industriales y comerciales) pueden tomar acciones preventivas instalando capacidad de respaldo (autogeneración), es posible suponer que una

firma maximizadora de beneficios invertirá en equipos de respaldo hasta que la ganancia esperada del kWh marginal autogenerado sea igual a la pérdida esperada del kWh marginal que no es suministrado.

Para estimar los costos de respaldo es necesario realizar hipótesis respecto a las horas de interrupción por año y la tasa de descuento. Para los cálculos se requiere información sobre el costo de equipos de emergencia o auto generadores de diversos tamaños en el año base del cálculo, sus respectivos costos fijos y variables de operación y mantenimiento (incluyendo el costo de combustible en el año base del cálculo, determinado por el precio del combustible y el consumo específico del equipo) y sus vidas útiles.

Para determinar el CENS mediante este método se consideran dos escenarios respecto al tiempo de operación por año: 50 horas y 100 horas. Los cálculos se basan en equipos generadores a diésel oil de 10 y 40 kW de capacidad instalada para el sector comercio; y de 150 kW de capacidad instalada para la industria.

Adicionalmente:

- Considerar un 10% de costos de transporte hasta la aduana de cada país.

- Para estimar el costo fijo, estimar la anualidad del costo de inversión del equipo de generación considerando un coste de capital de 10% anual y una vida útil de 15 años, y los costos de inversión que se hayan podido relevar a la fecha de cálculo.

- Para estimar el costo fijo de Operación y Mantenimiento, considerar un valor unitario referencial de 3% anual respecto al costo total de la inversión.

- Considerar el costo del diésel oil en cada país, a la fecha de cálculo.

- Para determinar el consumo de combustible, considerar las especificaciones técnicas del equipo elegido.

L.4. EL CENS PARA DISTINTAS PROFUNDIDADES DE RACIONAMIENTO

Para la programación del sistema eléctrico, el EOR debe simular el costo asociado a los costos de racionamiento y/o costo de riesgo de cortes por falta de reserva, caracterizado por una función lineal por partes, donde cada segmento es representado en porcentaje de profundidad del corte de la demanda, y los costos incrementales de cada segmento son crecientes.

El SPTR permite modelar hasta cuatro bloques o segmentos de ENS. Para determinar el CENS aplicable a cada uno de los cuatro bloques, se consideraron las siguientes metodologías:

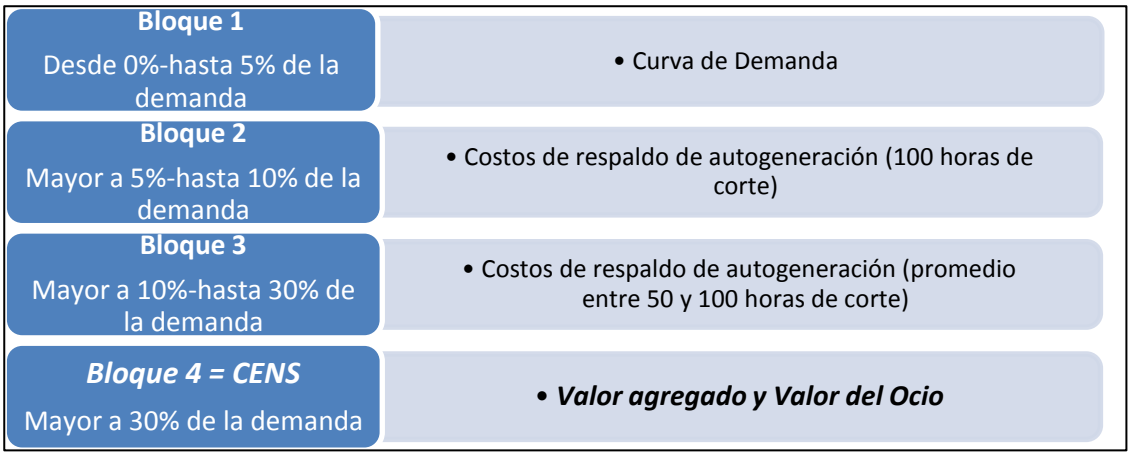


FIG 2 METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA DETERMINAR EL CENS SEGÚN PROFUNDIDAD DE RACIONAMIENTO

Específicamente, el valor del Bloque 1 surge a partir de calcular un promedio simple de los valores obtenidos (CENS marginal de corto y largo plazo, y CENS medio por cortes de corto y largo plazo).

El valor del Bloque 2 surge a partir de calcular un promedio simple de los valores obtenidos del sector comercial e industrial, considerando solo el escenario de 50 horas de corte.

El valor del Bloque 3 surge a partir de calcular un promedio simple de los valores obtenidos del sector comercial e industrial, considerando ambos escenarios, 50 y 100 horas de corte.

El valor del Bloque 4 surge a partir de calcular un promedio ponderado del CENS del sector residencial, estimado mediante la metodología de valor del ocio, y los CENS estimados para los sectores comercial e industrial, mediante la metodología de valor agregado perdido. La ponderación se realiza considerando el consumo de energía eléctrica de cada sector (ventas).

Para los periodos de actualización del valor del CENS de cada uno de los bloques se utilizará la siguiente metodología:

1. La actualización de cada uno de los bloques se realizará trimestralmente durante los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre -correspondientes a los últimos meses de cada trimestre- y los valores resultantes serán aplicados durante los tres meses posteriores al mes de actualización.
2. Para actualizar los valores de cada uno de los bloques se considerarán precios de referencia del combustible líquido teniendo en cuenta los precios históricos en el Mercado Internacional.
3. Como combustible de referencia se considerará el Diésel Oil No. 2 en el Golfo de Estados Unidos (US Gulf – Waterborne), informada en la publicación Platts Latin American Wire.
4. Para actualizar el valor de cada uno de los bloques de CENS correspondiente a cada período trimestral, se deberá considerar la siguiente fórmula:

$$CENS_m^i = CENS_{m-3}^i \times \frac{PDO_{m-3;m.1}}{PDO_{m-6;m-4}}$$

Dónde

$CENS_m^i$ es el CENS del bloque i, representando i = *1 … 4* a cada uno de los bloques, calculado en el mes m (*siendo m = marzo, junio, septiembre y diciembre*), a aplicar en el período trimestral t (que comienza el mes $m+1$, siendo que los trimestres de aplicación se definen de enero a marzo, de abril a junio, de julio a septiembre y de octubre a diciembre), en USD/MWh.

$CENS_{m-3}^i$ es el CENS del bloque i, calculado en el mes $m-3$, aplicado en el período trimestral $t-1$ (que comienza en el mes $m-1$), en USD/MWh.

$PDO_{m-3;m-1}$ es el promedio de los precios diarios del Diesel Oil No. 2 en el Golfo de Estados Unidos (*US Gulf – Waterborne*) informada en la publicación *Platts Latin American Wire*, registrados desde el primer día del mes $m-3$ al último día del mes $m-1$.

$PDO_{m-6;m-4}$ es el promedio de los precios diarios del Diesel Oil No. 2 en el Golfo de Estados Unidos (*US Gulf – Waterborne*) informada en la publicación *Platts Latin American Wire*, registrados desde el primer día del mes $m-6$ al último día del mes $m-4$.

Adicionalmente, a los efectos de mitigar el riesgo de que el valor de la CENS del primer bloque resulte menor al costo variable del equipo de generación más caro del sistema, se deberá aplicar un ajuste que permita comparar cada mes, en ocasión de la actualización de la programación de la operación de los países miembros del MER, el valor del bloque 1 con el costo variable de la unidad generadora más cara del parque generador disponible en la región; mediante la aplicación del siguiente procedimiento:

$$si\ B1 > CVAR_{max} \rightarrow aplicar\ B1\ ;\ sino\ aplicar\ 1.02 \times CVAR_{max}$$

Dónde:

$B1$ es el valor del bloque 1 a aplicar en el mes correspondiente, en USD/MWh.

$CVAR_{max}$ es el costo variable de la unidad generadora más cara del parque generador disponible en el MER en dicho mes, en USD/MWh.

L.5. EL CENS REGIONAL

Para determinar el valor regional, se considera el criterio de ponderar los valores resultantes de cada país del MER por la energía consumida (ventas) en el año base del cálculo.

Anualmente, en el ajuste realizado en el mes de marzo, se deberán actualizar los ponderadores utilizados para determinar el valor regional, considerando información del año anterior.

L.6. OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA INFORMACIÓN DE ENTRADA A MODELO DE CALCULO "METODOLOGÍA DE CALCULO DEL COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA".

Toda información se procurará obtener en conjunto con la entidad reguladora de cada país por medio de un mecanismo elaborado para tal efecto por la CRIE. Esta información se recopilará anualmente y se aplicará en el momento que se efectúe la actualización de la aplicación de la metodología.

Asimismo toda información estadística macroeconómica y socioeconómica, se podrá obtener a través del Banco Central, Ministerio de Economía, Hacienda u organismos similares de cada país.

También para efectos de aplicación de la metodología, se podrá utilizar información disponible de carácter público de organismos multilaterales (CEPAL, FMI, OIT, BID, BM, etc.).

En caso de no conocerse las tarifas de los usuarios no regulados se estimarán las mismas a partir de los precios de mercado y una hipótesis de margen del 5% sobre el precio promedio del mercado.

Las demandas totales en el mercado (MWh/año), deben incluir la de los usuarios regulados y la de los libres.

Todos los cálculos estimados a partir de la función de demanda, se hace necesario en primera instancia estimar los parámetros que la caracterizan, en particular las elasticidades precio e ingreso de la demanda tanto en el corto como en el largo plazo; a partir de información por sector de precios y consumo eléctrico en series históricas de entre 10 y 20 años, para realizar las estimaciones econométricas, de estar disponible, en datos mensuales si no utilizar datos anuales.

Las regresiones econométricas deberán realizarse para cada uno de los de países del MER con la información de demanda y precios, especificada en el párrafo anterior, en caso de que alguno de los países no disponga de la información requerida podrá extrapolarse con los datos obtenidos de los otros países de la región previo análisis de consistencia de los resultados y test de validación estadística. Se podrá sustentar el análisis con valores oficiales de referencia y de literatura internacional debidamente documentada.

Mediante un mecanismo de recopilación de información histórica definido por la CRIE, se debe mantener una base de datos sobre las variables que se utilizan en los análisis econométricos, y el modelado de la demanda por país.

[238]ANEXO M
METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DEL EXCEDENTE AL CONSUMIDOR

[238] Anexo adiconado mediante la Resolución CRIE-32-2018, d el 26 de febrero del 2018.

GLOSARIO DE TÉRMINOS UTILIZADOS

BS: Beneficio Social (excedente del consumidor+excedente del productor)

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

EOR: Ente Operador Regional

EC: Excedente del Consumidor

kWh: Kilovatio-hora

MER: Mercado Eléctrico Regional

MWh: Megavatio-hora

OS/OM: Operadores del Sistema / Operadores del Mercado

PIB: Producto Interno Bruto

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

SPTR: Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional

STR: Sistema de Transmisión Regional

SUR: Seemingly Unrelated Regressions

USD: Dólares de los Estados Unidos de América

VAD+T: Valor Agregado de Distribución más Transmisión

M.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR

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

El Tratado Marco del MER establece que es función del EOR formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional. Además, el RMER establece la regulación aplicable a la planificación de la transmisión y generación regional, y define al sistema SPTR como el conjunto de procedimientos que conducen a la identificación de la RTR y de las ampliaciones del sistema de trasmisión en el ámbito regional que maximice el Beneficio Social, entre otras cosas.

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

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

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

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

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

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

2) Determinación de las curvas de demandas por país.

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

4) Modelación del escalonamiento de la demanda elástica.

5) Cálculo del excedente del consumidor.

6) Aplicación de la metodología.

M.1.1 Procedimiento de Cálculo de la elasticidad demanda-precio

La metodología requiere información sobre el consumo de electricidad y la tarifa media anual de cada sector o tipo de usuario (residencial, comercial, industrial, otros, no regulados), el PIB per cápita y las elasticidades precio e ingreso de la demanda de energía.

La elasticidad precio de la demanda de energía eléctrica (α) se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica (Δd) ante un cambio proporcional en el precio (Δp).

La elasticidad ingreso de la demanda de energía eléctrica (β) se define como la proporción del aumento en el consumo de energía eléctrica (Δd) ante un cambio proporcional en el ingreso ($\Delta \gamma$).

Para determinar ambas elasticidades, se utilizará un modelo econométrico de regresión exponencial, estimando los parámetros mediante el método Seemingly Unrelated Regressions (SUR). La ecuación a especificar resulta la siguiente:

$$d_{i,u} = A_{i,u} * p_{i,u}^{\alpha} * \gamma_i^{\beta}$$

Dónde:

$d_{i,u}$: demanda anual de energía por usuario, medida en kWh por usuario por año.

$p_{i,u}$: tarifa media anual final, medida en USD/kWh en USD constantes. En caso de no conocerse las tarifas de los usuarios no regulados se estimarán las mismas a partir de los precios de mercado y una hipótesis de margen del 5% sobre el precio promedio del mercado.

γ_i: PIB per cápita anual, medido en USD por habitante por año, en USD constantes.

i: representa a cada país.

u: representa a cada tipo de usuario. Las categorías a considerar son "residencial", "comercial", "industrial", "otros". Debe considerarse los usuarios regulados y no regulados. De no contar con datos abiertos por tipo de usuario, se realizará una estimación de la demanda global.

α: elasticidad precio de la demanda.

β: elasticidad ingreso de la demanda.

A: constante.

Se utilizará un software estadístico[239] para la determinación de las curvas de demandas, y de estar disponible, una serie de tiempo de 15 años.

Se espera una elasticidad-precio negativa, acorde a la teoría económica: $\alpha < 0$. Si el resultado es contrario, se utilizarán las elasticidades precio de la demanda encontradas en otros estudios elaborados y/o aprobados por el Regulador Nacional o el Ministerio de Energía. En caso de no existir, se considerará una demanda totalmente inelástica para el caso que corresponda.

Para determinar la existencia de correlación contemporánea, se deberá llevar a cabo una prueba de hipótesis que corrobore si las covarianzas de las perturbaciones son distintas a cero. La hipótesis es:

$H_0: \sigma_{mj} = 0$

H_1: al menos una de las covarianzas es diferente de cero

La prueba estadística apropiada es el multiplicador de Lagrange, el cual se calcula como:

$$\lambda = N \sum_{m=2}^{M} \sum_{j=1}^{m-1} r_{mj}^2 \xrightarrow{d.a.} \chi^2$$

Donde r_{mj}^2 es el coeficiente de correlación cuadrado calculado como[240]:

$$r_{mj}^2 = \frac{\sigma_{mj}^2}{\sigma_{mm}\sigma_{jj}}$$

Siendo σ_{mj} covarianzas de los errores.

El estadístico de prueba es una chi cuadrado (χ^2) con tantos grados de libertad como ecuaciones.

El método de estimación de SUR es de mínimos cuadrados generalizados factibles, con lo cual los estimadores resultantes son consistentes y eficientes de corroborarse la correlación contemporánea.

[239] Se recomienda el uso de software como el Eviews o similares.
[240] d.a. indica distribución asintótica

Si no existe correlación contemporánea, podrá usarse el método de mínimos cuadrados ordinarios para ecuaciones individuales.

M.2 Determinación de las curvas de demandas por país

Para los nodos de carga en el módulo correspondiente del SPTR, la demanda se especifica como una curva que indica cuál es su disposición a adquirir energía para diferentes niveles de precio del sistema.

Para cada curva de demanda se define la utilización de demandas mixtas, las cuales constan de un primer nivel totalmente inelástico de la demanda, y niveles posteriores de demanda elástica, definidas en orden decreciente de precio.

El componente de la demanda totalmente inelástica, corresponde a la demanda que debe ser necesariamente atendida. Su interrupción está solamente asociada a la incapacidad física del sistema en atenderla. Para su determinación, se debe evaluar la ecuación de demanda ($d_{i,u}$) considerando una elasticidad (α) igual a cero:

$$d_{inel\ i,u,n} = B_{i,u,n} * p_{i,u}^{0}$$

Es decir: $d_{inel\ i,u,n} = B_{i,u,n}$

Donde: $B_{i,u,n} = A_{i,u} * \gamma_{i,n}^{\beta}$

$d_{inel\ i,u,n}$: demanda inelástica para cada país "i", de cada categoría tarifaria "u", para cada año "n".

n: cada año de proyección

$A_{i,u}$: constante para cada país, para cada categoría tarifaria

En cuanto a la determinación de la parte elástica de la curva de demanda, el EOR deberá determinar la curva de demanda por país según la consideración del PIB variable; se deberá calcular una ecuación de demanda en función del precio, con un coeficiente $B_{i,u,n}$ distinto para cada año, según la proyección de PIB:

$$d_{i,u,n} = B_{i,u,n} * p_{i,u}^{\alpha}$$

Donde: $B_{i,u,n} = A_{i,u} * \gamma_{i,n}^{\beta}$

$\gamma_{i,n}$: PIB per cápita proyectado para cada año, en USD

n: cada año de proyección

$A_{i,u}$: constante para cada país, para cada categoría tarifaria

Tal como se encuentra establecido en el Libro III 10.7.1 del RMER, para la programación el EOR deberá utilizar las proyecciones de demanda que le informen los OS/OM de cada país.

De no disponer de proyecciones de PIB oficiales de cada OS/OM para todos los países, se considerará al PIB constante:

I. Reemplazar el valor del PIB per cápita del año base del estudio en la ecuación de la demanda. El año base es el año inmediato anterior al año de realización del estudio.

II. La ecuación de demanda por usuario queda determinada por el precio y la elasticidad demanda-precio calculada:

$d_{i,u} = B_{i,u} * p_{i,u}^{\alpha}$

Donde: $B_{i,u} = A_{i,u} * \gamma_i^{\beta}$

γ_i: PIB per cápita para el año base del estudio, en USD

$A_{i,u}$: constante para cada país, para cada categoría tarifaria

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

La inclusión de las demandas en el módulo correspondiente del SPTR, requiere de su incorporación en términos de demanda total por tipo de usuario en función de los precios de mercado para cada país. La demanda total del sistema corresponderá a la suma total de las demandas individuales.

El nivel inelástico de la demanda total por tipo de usuario, se calcula considerando el valor de $B_{i,u}$ por el número de usuarios de cada tipo de usuario para cada país "i".

La demanda elástica total por tipo de usuario se deben determinar mediante el procedimiento detallado a continuación:

I. Se determina la demanda total anual por tipo de usuario de cada país, calculada como la demanda individual de cada categoría por el número de usuarios correspondientes, expresando la demanda total en MWh.

II. El VAD+T de cada tipo de usuario, se calcula como la tarifa final de venta de energía de cada tipo de usuario en el último año con información disponible, menos el precio de mercado del último año con información disponible, expresado en dólares por MWh. Estos VAD+T se consideran fijos para todos los niveles de tarifas y precios de mercado que conforman las curvas demanda-precio.

III. Se calculan los valores del precio de mercado para cada tipo de usuario como la diferencia entre la tarifa final de venta de energía de cada tipo de usuario menos el VAD+T correspondiente a ese tipo de usuario.

De esta manera se obtienen las curvas de demanda-precio para todos los tipos de usuarios.

En el caso de no disponerse la información para hacer el cálculo por tipo de usuario se aplicará el mismo procedimiento pero considerando las demandas, tarifas medias y VAD+T totales para cada país.

M.4 Modelación del escalonamiento de la demanda elástica

La demanda elástica total por tipo de usuario, debe ingresarse al módulo del SPTR mediante un rango discreto de pares de demanda-precio. Se define incorporar un nivel inelástico y 3 niveles elásticos de la demanda.

El componente de la demanda totalmente inelástica, corresponde a la demanda que debe ser necesariamente atendida. Su interrupción está solamente asociada a la incapacidad física del sistema en atenderla.

La definición de los 3 niveles elásticos de precio-demanda, efectuada en un entorno de los precios de mercado vigentes en el MER, se calculará inicialmente para los siguientes precios de mercado (p_m):

Nivel 2: p_2 = 160 USD/MWh

Nivel 3: p_3 = 100 USD/MWh

Nivel 4: p_4 = 40 USD/MWh

Estos precios y el número de niveles podrán revisarse como consecuencia de la actualización de las curvas de demanda del punto 6) de esta metodología.

Para el primer nivel de precio definido por el usuario, se debe especificar cuál es la cantidad total de energía que esta demanda está dispuesta a comprar hasta este precio del sistema, o sea, cuanto de energía comprará si el precio del sistema (costo marginal de la demanda) es menor o igual al primer nivel de precio de la demanda elástica.

Para el segundo nivel de precio, se debe especificar cuál es la cantidad total de energía que esta demanda está dispuesta a comprar hasta este precio del sistema, o sea, cuánto de energía comprará si el precio del sistema (costo marginal de la demanda) es menor o igual al segundo nivel de precio de la demanda elástica.

De forma análoga se define el tercer nivel de la demanda elástica, respetando las siguientes condiciones: (i) el precio de un dado nivel debe ser obligatoriamente menor que el precio del nivel anterior y (ii) la cantidad de energía de un dado nivel debe ser obligatoriamente mayor que la cantidad de energía del nivel anterior.

El procedimiento, por lo tanto, consiste en:

I. Determinar las relaciones de las distintas demandas inelástica y elásticas, respecto de la demanda del año base del estudio. El año base es el año inmediato anterior al año de realización del estudio. Para cada país "i" se determinan para cada p_m los coeficientes de elasticidad de demanda "K_{imu}" según:

$K_{imu} = d_{imu}/d_{ibu}$

Donde:

p_m:corresponde al precio de mercado de cada uno de los niveles definidos.

d_{imu}: nivel de demanda correspondiente al nivel de precios m para el país i y para el tipo de usuario u.

d_{ibu}: nivel de demanda correspondiente al año base para el país i y para el tipo de usuario u.

II. Aplicar los coeficientes a la demanda total proyectada para cada período "t" por cada bloque horario "h" (inelástica) por cada tipo de usuario "u" de cada país "i", "d_{ithu}" para obtener las

demandas inelástica y elásticas correspondientes a cada nivel "m", o sea "d_{ithum}": $d_{ithum} = d_{ithu} * K_{imu}$, correspondiente al precio de mercado p_m

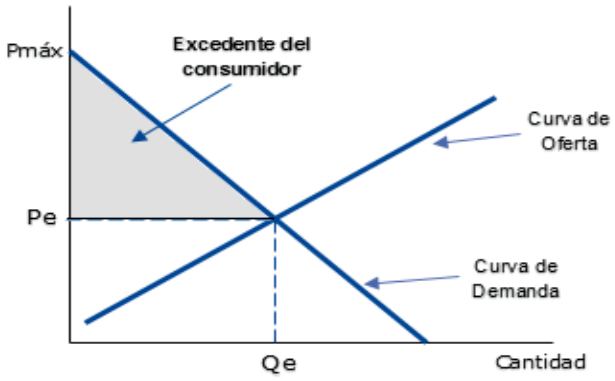
III. Ingresar al módulo del SPTR el rango discreto de pares de demanda-precio (d_{ithum} ; p_m) y la demanda inelástica ($d_{ithu\text{-}inel}$).

En el caso de no disponerse la información para hacer el cálculo por tipo de usuario se aplicará el mismo procedimiento pero considerando las demandas totales por país, período y bloque horario.

M.5 Cálculo del excedente del consumidor

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

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



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

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

La demanda en el módulo del SPTR se modela en forma escalonada, y la función objetivo del módulo de optimización de este programa es la maximización del BS, es decir, la maximización de la suma del Excedente del Consumidor (EC) y del excedente del productor:

$$\text{Max: } \sum_1^k (p_{mg} - C_{Vk}) * g_k + \sum_1^m (p_m - P_{mg}) * B * p_m^{\propto}$$

Donde:

p_{mg}: es el precio marginal del sistema

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

g: despacho del generador "k"

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

B: es una constante

α: elasticidad precio de la demanda

Específicamente, el excedente del consumidor resulta ser:

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

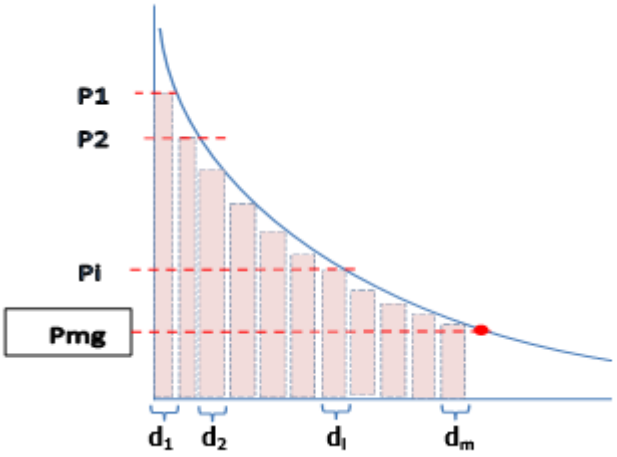
Donde:

p_{mg}: es el precio marginal del sistema

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

B: es una constante

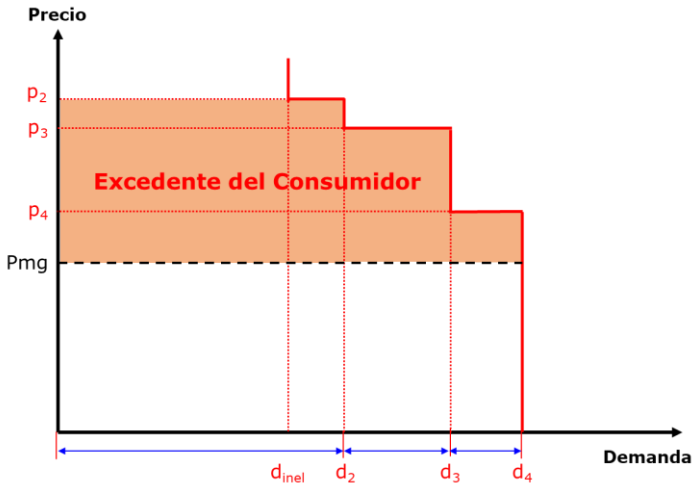
α: elasticidad precio de la demanda



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

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

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



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

M.6 Aplicación de la metodología

El cálculo de las curvas de demanda establecido en la presente metodología deberá ser actualizado como máximo cada cinco (5) años por parte del EOR.

Mediante un mecanismo de recopilación de información histórica definido por la CRIE, se debe mantener una base de datos sobre las variables que se utilizan en los análisis econométricos, y el modelado de la demanda por país como son:

1. Energías consumidas (kWh/año), facturaciones totales (USD/año) y cantidad de usuarios para las distintos tipos de usuarios: residenciales, comerciales, industriales, otros. Deben considerarse los usuarios libres y regulados. En caso de no conocerse las tarifas de los usuarios no regulados se estimarán las mismas a partir de los precios de mercado y una hipótesis de margen del 5% sobre el precio promedio del mercado. Esta información será obtenida en conjunto con la entidad reguladora de cada país por medio de un mecanismo elaborado para tal efecto por CRIE.

2. Demandas totales en el mercado (MWh/año) y precios medios del mercado mayorista (USD/MWh). Las demandas deben incluir la de los usuarios regulados y la de los libres. Esta información será obtenida en conjunto con la entidad reguladora de cada país por medio de un mecanismo elaborado para tal efecto por CRIE.

3. PIB nacional en moneda constante y tipo de cambio anual promedio, obtenido del Banco Central, Ministerio de Economía u organismos similares de cada país.

4. El VAD+T: Valor agregado por distribución y transmisión del último año con información disponible en US$/kWh por tipo de usuario.

Esta información se actualizará anualmente para su utilización en el momento de aplicación de la metodología.

[241]ANEXO N

CONSTITUCIÓN, ACTUALIZACIÓN, USO Y RESTITUCIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA PARA CUBRIR EL COMPONENTE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL

[241] Anexo adiconado mediante la Resolución CRIE-103-2018, del veintidós de noviembre del 2018.

N1 DISPOSICIONES GENERALES

N1.1 ALCANCE.

El presente anexo será de observancia general y aplicación obligatoria para la EPR. Los activos y riesgos objeto de este anexo corresponden a los bienes que constituyen la Línea SIEPAC, tales como obras civiles, taludes de soporte, caminos de acceso (asociados a la servidumbre concedida y lo estrictamente necesario para el acceso a la infraestructura), estructuras de torres, postes, accesorios, aislamientos, OPGW y cableado eléctrico que transmite la energía entre las diferentes subestaciones desde la perspectiva de daño directo físico inmediato, debiendo entenderse por esto como el que tiene su origen inmediato y directamente en la producción de la contingencia de Línea SIEPAC y/o desastre.

N1.2 OBJETIVO.

El objetivo del presente anexo es establecer el procedimiento que se deberá seguir para la constitución, actualización, uso y restitución de los recursos, existentes y futuros, del Fondo de Contingencia para cubrir el componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC, ante afectaciones originadas por situaciones de desastre o contingencia provocadas por fenómeno(s) natural(es) y/o siniestro(s) que afecten o ponga en inminente peligro el componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC propiedad de EPR , así como la vigilancia y fiscalización que realizará la CRIE sobre la utilización de dicho fondo.

N1.3 DEFINICIONES.

Para los propósitos y efectos del presente anexo, se deberá entender por:

Contingencia de Línea SIEPAC: Es una falla inesperada de un componente del sistema de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC o que la pongan en inminente peligro, excluyendo los componentes propios de subestaciones, provocada por un Fenómeno Natural y/o Siniestro, en el que sea comprobable que no existió deficiencias en su etapa de diseño y/o constructiva así como tampoco falta de mantenimiento oportuno o negligencia. Una contingencia de Línea SIEPAC puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de éstos.

Desastre: evento calamitoso, repentino o no controlable, que interrumpe el funcionamiento de la línea de transmisión SIEPAC y causa pérdidas materiales y/o económicas; o que ponga en inminente peligro las instalaciones de la Línea SIEPAC. El desastre puede ser causado por la naturaleza y/o deberse a la actividad humana.

Fenómeno Natural: Suceso no controlable o no evitable por parte de la EPR que produzca un daño a dicha empresa, tales como: terremoto, temblor, huracán, ciclón, tormenta tropical, tormenta eléctrica, aguaceros, inundaciones, incendios y/o cualquier otro hecho de similares características que produzca interrupción del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC o las ponga en inminente peligro.

Inventario de Repuestos: Conjunto de repuestos y materiales correspondientes a las estructuras de torres y postes, accesorios y aislamientos que comprenden las torres de transmisión, OPGW, cableado eléctrico que transmite la energía entre las diferentes subestaciones y Estructuras de

Emergencias y Equipos para atender contingencias en las líneas de transmisión. Este inventario está distribuido en las bodegas de las seis sucursales de la EPR.

Inminente Peligro: Para efectos del presente anexo, debe entenderse por Inminente Peligro, aquella situación acaecida por una Contingencia de la Línea SIEPAC y/o Desastre, que en caso de no ser atendida de forma oportuna podría provocar una interrupción del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC.

Mantenimiento Preventivo: Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC para mantener o restaurar sus condiciones de operación.

OPGW: Por sus siglas en inglés: Optical Ground Wire, cable de guarda con fibra óptica.

Reserva Bancaria: Fondo monetario constituido en un banco reconocido en la región centroamericana, para los fines que se establece el presente anexo.

Siniestro: Suceso no controlable o evitable por parte de la EPR que puede producir un daño a dicha empresa, tales como: motín, asonada, conmoción y/o disturbios laborales, sabotaje, robo, vandalismo, incendios y/o cualquier otro hecho de similares características que produzca interrupción del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC o las ponga en inminente peligro.

N1.4 EXCLUSIVIDAD DEL USO DEL FONDO DE CONTINGENCIA.

El uso del Fondo de Contingencia es exclusivo para restablecimiento y/o reparación de daños en la infraestructura de obras civiles, taludes de soporte, caminos de acceso, estructuras de torres y postes, accesorios y aislamientos que comprenden las torres de transmisión, OPGW y cableado eléctrico del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC, provocados por fenómenos naturales y/o siniestros, incluyendo los gastos incurridos producto de la mano de obra y de materiales o servicios que hubiesen sido utilizados durante el restablecimiento de las líneas de transmisión de la Línea SIEPAC que haya sido afectada, o que haya estado en inminente peligro así como cualquier otro gasto necesario para el restablecimiento del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC.

En ese sentido la Reserva Bancaria servirá para realizar erogaciones correspondientes a los servicios contratados para el restablecimiento del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC, mientras que el Inventario de Repuestos servirá para realizar los reemplazos correspondientes y necesarios para el restablecimiento de la infraestructura, los cuales serán obtenidos del inventario disponible para dicho uso. Así mismo la reserva bancaria servirá para realizar erogaciones relacionadas a la compra de repuestos que fueren necesarios para el restablecimiento o eliminar el inminente peligro de las líneas de transmisión de la Línea SIEPAC, siempre y cuando estos se hubieren agotado o no se hubieren previsto en el Inventario de Repuestos.

N2 CONSTITUCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA

N2.1 CONSTITUCIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA.

El Fondo de Contingencia se encuentra constituido por una Reserva Bancaria, cuya finalidad es garantizar la disponibilidad expedita de fondos; y un Inventario de Repuestos, de las líneas de

transmisión, suficiente para cubrir el restablecimiento y reparación de las líneas de transmisión por el acaecimiento de Fenómenos Naturales y/o Siniestros que causen desastres.

N2.2 ACTUALIZACIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA.

El Fondo de Contingencia, constituido por la Reserva Bancaria y el Inventario de Repuestos podrá ser actualizado cada dos años. Para esto será necesario que la EPR presente solicitud escrita a la CRIE que contenga:

a) Estudios realizados por especialistas independientes, en el cual se detalle como mínimo las razones que ameritan el cambio en la conformación y/o el aumento o reducción del monto total del Fondo de Contingencia;

b) Certificación de existencia de Inventario de Repuestos activos para atender contingencias adquiridos con el Fondo de Contingencias, expedida por auditor independiente, en el que se tomen en cuenta todas las sucursales de la EPR;

c) Certificación Bancaria, emitida por cada uno de los bancos en los cuales la EPR tenga constituida la Reserva Bancaria, con el detalle de los intereses generados durante el año; y

Si la actualización solicitada, consistiere en un ajuste al monto constituido por el Inventario de Repuestos la EPR deberá presentar, a la CRIE, junto con la solicitud de actualización y los documentos anteriormente indicados, lo siguiente:

a) Listado de los Repuestos que se incluirán en el Fondo de Contingencia;

b) Justificación técnica del tipo de Repuestos a incluir;

c) Plan de Adquisiciones y su Ejecución;

d) Monto aproximado que se erogará en la adquisición de los Repuestos;

e) Bases de Licitación para la adquisición de los Repuestos y Equipos de Contingencia.

La solicitud de actualización del Fondo de Contingencia deberá ser presentada a la CRIE junto con la solicitud de ajuste del IAR y será en la misma resolución, por la cual se aprueba el ajuste al Ingreso Autorizado Regional, en la que la CRIE aprobará o denegará la actualización del Fondo de Contingencia y el origen de los fondos necesarios.

N3 PROCEDIMIENTO PARA LA UTILIZACIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA

N3.1 COMITÉ DE ATENCIÓN DE CONTINGENCIAS.

La EPR deberá constituir un "Comité de Atención de Contingencias", el cual se integrará como grupo de trabajo de la EPR para atender los eventos puntuales, el cual será conformado, como mínimo por quien funja en su oportunidad como:

a) Gerente General de la EPR.

b) Gerente de Operación y Mantenimiento de la EPR.

c) Gerente de Administración y Finanzas de la EPR.

d) Administrador de Contrataciones de la EPR.

e) Gerente de Sucursal de la EPR afectada por la contingencia de Línea SIEPAC.

El Comité será el encargado del análisis y de la toma de decisiones ante el acaecimiento de un fenómeno natural y/o siniestro.

Las deliberaciones, discusiones y decisiones del Comité deberán constar por escrito, la participación presencial o virtual de todos los miembros del Comité será necesaria, salvo casos de imposibilidad demostrada.

El Comité de Atención de Contingencias tendrá la obligación de salvaguardar y custodiar toda la documentación de soporte y conformar el respectivo expediente como evidencia de la administración y uso del Fondo de Contingencia.

N3.2 COMUNICACIÓN DEL COMITÉ DE ATENCIÓN DE CONTINGENCIAS.

Sin detrimento de lo establecido en numeral 6.2.3 del Libro III del RMER, ante la ocurrencia de un fenómeno natural y/o siniestro que afecte la infraestructura de la línea de transmisión y/o su operación, la EPR deberá emprender las acciones necesarias para el restablecimiento y/o reparación de daños en la infraestructura, debiendo adicionalmente el Gerente de Sucursal del país afectado deberá comunicarlo por escrito en un plazo no mayor a 24 horas de identificada la contingencia de Línea SIEPAC y/o Desastre al Comité de Atención de Contingencias. El Comité de Atención de Contingencias enviará un informe preliminar a la CRIE y al EOR en un plazo no mayor a 72 horas desde que se recibió la comunicación del Gerente de Sucursal, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

a) Detalle del hecho acaecido.

b) Detalle preliminar de las acciones que ha emprendido y/o debe emprender a su criterio para restablecer el servicio.

c) Motivos por los cuales se hace necesario hacer uso de la Reserva Bancaria y/o del Inventario de Repuestos.

El Gerente de Sucursal deberá emplear los medios a su alcance para disminuir las consecuencias de la Contingencia de Línea SIEPAC y/o Desastre, no debiendo desatender el objeto dañado con la obligación de llevar el control de los gastos incurridos para el efecto.

En caso de que el Gerente de Sucursal sospeche que se haya incurrido en daño malicioso o premeditado, deberá hacerlo constar, proceder a realizar la respectiva denuncia ante el Organismo o Autoridad Competente, identificando (en el caso de que exista) la(s) persona(s) que se presuma(n) responsable(s) y darle el debido seguimiento a la misma. Copia de la denuncia presentada, deberá adjuntarse al referido informe preliminar.

N3.3 ATENCIÓN DE CONTINGENCIAS. El Comité de Atención de Contingencias, al tener conocimiento del hecho, deberá en un plazo no mayor a 24 horas de la comunicación realizada por el Gerente de Sucursal, reunirse por los medios que se estimen necesarios, con el objeto de:

a) Estudiar el problema y valorar la gravedad de este.

b) Evaluar, decidir y priorizar cuáles son las labores necesarias para la debida reconstrucción y/o restablecimiento del componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC, debiendo para el efecto, elaborar un plan de trabajo; dicho plan de trabajo deberá detallar adecuadamente lo siguiente:

a. Detalle del evento, que contenga la información técnica y económica que documente el suceso;

b. Identificación de los daños sufridos a causa del evento acaecido;

c. Cronograma de las actividades a emprender, para atender la contingencia de Línea SIEPAC y/o el restablecimiento del servicio, con identificación de los recursos humanos y materiales para ello;

d. Justificación de la necesidad de la utilización de los recursos necesarios provenientes de la Reserva Bancaria y/o del Inventario de Repuestos.

Durante la atención de la contingencia de Línea SIEPAC, EPR mantendrá informada a la CRIE respecto a la utilización del Fondo de Contingencia, el detalle del evento y el plan de trabajo elaborado, así como, de las actualizaciones o modificaciones realizadas a dicho plan, de acuerdo con lo establecido en el numeral anterior. El Comité de Atención de Contingencias debe actuar con diligencia por lo que sus actuaciones se realizarán en concordancia con la Contingencia de Línea SIEPAC y/o Desastre acaecidos, llevando a cabo las gestiones administrativas y técnicas acordes a ésta.

En todos los casos, la utilización de los recursos (materiales, financieros, humanos, entre otros) deberá sujetarse a los criterios de prioridades emergentes, razonabilidad, legalidad y transparencia.

N4 PROCEDIMIENTO PARA LA RESTITUCIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA

N4.1 RESTITUCIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA.

Ante la ocurrencia de un fenómeno natural y/o siniestro que haya requerido la utilización del Fondo de Contingencia, ya sea la Reserva Bancaria y/o el Inventario Repuestos, la EPR presentará solicitud de Restitución a la CRIE, la cual deberá estar acompañada del informe de evaluación que se menciona en el numeral N5.1 del presente anexo.

Cuando se trate de restitución del Inventario Repuestos, la EPR deberá presentar a la CRIE, junto con la solicitud de restitución lo siguiente:

a. Listado certificado por un auditor externo de los Repuestos que se hayan utilizado.

b. Certificación actualizada del Inventario de Repuestos de la EPR emitida por un auditor independiente.

c. Plan de Adquisiciones específico para los Repuestos que se deben reponer.

d. Bases de Licitación, de los repuestos que se deben reponer.

Cuando se trate de la restitución de la Reserva Bancaria, la EPR deberá presentar a la CRIE junto con la solicitud de restitución un informe detallado de los gastos directos e indirectos incurridos durante la atención de la contingencia de Línea SIEPAC.

[242]En caso de no aprobar la solicitud de restitución o aprobarla parcialmente, la CRIE instruirá a la EPR a procurar los fondos necesarios para la debida restitución del Fondo de Contingencia por el monto no aprobado, los cuales en ningún caso podrán significar un incremento o ajuste, de forma directa o indirecta, al Ingreso Autorizado Regional (IAR). Lo anterior no exime a la EPR de cumplir con las responsabilidades que le asigna la Regulación Regional.

Al ser aprobada la restitución mediante el ajuste correspondiente al Ingreso Autorizado Regional (IAR), la EPR deberá iniciar los procesos de adquisición necesarios para reponer el Inventario de Repuestos utilizados de conformidad con el Plan de Adquisiciones y Ejecución del Inventario de Repuestos presentado a la CRIE, debiendo notificar a la CRIE de la efectiva restitución del Inventario de Repuestos, remitiendo el inventario actualizado de los repuestos con que cuente. Esta restitución de Repuestos y de la Reserva Bancaria deberá ser efectiva a su valor original en un plazo máximo de seis (6) meses, solicitando su financiamiento en el Ingreso Autorizado Regional (IAR) del siguiente año, y si fuese coincidente con la revisión semestral del IAR.

N5 DE LA VIGILANCIA Y FISCALIZACIÓN DEL FONDO DE CONTINGENCIA

N5.1 RESPONSABILIDAD DEL COMITÉ DE ATENCIÓN DE CONTINGENCIAS.

Es responsabilidad del Gerente General de la EPR vigilar la correcta aplicación y utilización de los recursos provenientes del Fondo de Contingencia. Es responsabilidad de los miembros del Comité de Atención de Contingencias, el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente anexo.

El Comité de Atención de Contingencias, una vez restituido el componente de líneas de transmisión de la Línea SIEPAC, deberá emitir en un informe de evaluación del destino de los recursos utilizados antes, durante y después de la contingencia de Línea SIEPAC, el cual deberá ser remitido a la CRIE en un plazo no mayor de 30 días calendario, para su fiscalización y comprobación.

N5.2 OBLIGACIONES DE LA EPR.

La EPR deberá presentar anualmente a CRIE un informe sobre la utilización de la Reserva Bancaria y del Inventario de Repuestos y, en su caso, del grado de restitución de ellos, con la correspondiente certificación por parte de un auditor independiente. Dicho informe deberá presentarse a más tardar el día 31 de enero de cada año.

Adicionalmente, la EPR deberá presentar con la periodicidad que lo requiera la CRIE informes sobre la utilización de la Reserva Bancaria y del Inventario de Repuestos y, en su caso, del grado de restitución de ellos, con la correspondiente certificación por parte de un auditor independiente, para verificar que el Fondo de Contingencia se aplicó según como fue autorizado.

N5.3 FISCALIZACIÓN POR PARTE DE LA CRIE.

[242] Modificado mediante Resolución CRIE-05-2019, del 31 de enero del 2019.

La CRIE llevará a cabo periódicamente y en el momento que lo considere pertinente las inspecciones, supervisiones y/o auditorías técnicas y/o financieras, para evaluar el cumplimiento de las disposiciones contenidas en el presente anexo referentes a la constitución, actualización, uso y restitución del Fondo de Contingencia. Conforme a las auditorías realizadas, la CRIE realizará los ajustes que correspondan al Ingreso Autorizado Regional (IAR).

Adicionalmente la CRIE podrá solicitar en cualquier momento a la EPR la realización de auditorías contables financieras que consideren pertinentes, con el fin de auditar el uso que se le hubiere dado al Fondo de Contingencia.

Libro IV
De las Controversias

1. Solución de Controversias

1.1 [243]

1.2 [244]

1.3 [245]

1.4 [246]

1.4.6 Fuerza Mayor

1.4.6.1 Cuando un *agente del mercado* o un *OS/OM* invoque un evento de *fuerza mayor* como atenuante de la comisión de una infracción en el *MER*, la ocurrencia de dicho evento deberá ser evaluada por la *CRIE* en el procedimiento de definición y aplicación de sanciones.

1.4.6.2 En los casos que un *agente del mercado* o un *OS/OM* invoque un evento de *fuerza mayor*, éste deberá realizar todos los esfuerzos razonables para mitigar o aliviar los efectos del evento de *fuerza mayor* sobre el desempeño de sus obligaciones establecidas en el *RMER*, sin perjuicio de las sanciones a que hubiera lugar.

1.5 Prácticas Anticompetitivas y Vigilancia del *MER*

1.5.1.1 Las disposiciones de este numeral se aplicarán sin perjuicio y en concordancia con los procedimientos de investigación e imposición de sanciones previstos en los numerales 1.3.2 y 1.4.2.

1.5.2 La realización de acciones para la manipulación de precios en el *MER*, de abuso de posición dominante y otras prácticas anticompetitivas que obstaculicen o dificulten el normal desarrollo o adecuado funcionamiento del *mercado*, constituirá una infracción de máxima gravedad en el *MER*. Para evitar la ocurrencia de tales casos, la *CRIE* tendrá la responsabilidad de supervisar el funcionamiento del *mercado* e investigar y analizar los casos de abuso por parte de *agentes del mercado*.

1.5.3 La *CRIE* vigilará los comportamientos anormales o conductas inapropiadas, al igual que las fallas de diseño de la *Regulación Regional* y de la estructura global del *mercado*. El *Grupo de Vigilancia del Mercado* apoyará a la *CRIE* en esta labor.

1.5.4 La *CRIE* vigilará el funcionamiento del *Mercado* e investigará los casos de abuso por parte de *agentes del mercado* con base en los estudios y análisis especificados en el Capítulo 2. Para efectuar los análisis correspondientes, la *CRIE* establecerá un catálogo especificando los datos que requiere del *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*, y definirá un grupo de índices de supervisión que utilizará para evaluar la información del *mercado* y detectar posibles abusos de poder del mercado.

1.5.5 La *CRIE* tendrá la autoridad para investigar cualquier *agente* que considere puede estar abusando de su posición de mercado. En particular, cuando los índices de supervisión superen los umbrales establecidos en el numeral 2.8.9, se considerará que existen indicios de posible abuso de poder de mercado y la *CRIE* conducirá una investigación al respecto.

[243] Apartado derogado mediante la Resolución CRIE-P-28-2013, del 13 de diciembre de 2013.
[244] Apartado derogado mediante la Resolución CRIE-P-28-2013, del 13 de diciembre de 2013.
[245] Apartado derogado mediante la Resolución CRIE-P-28-2013, del 13 de diciembre de 2013.
[246] Apartado derogado mediante la Resolución CRIE-P-28-2013, del 13 de diciembre de 2013.

1.5.6 Cualquier *agente del mercado*, *OS/OM* o el *EOR* podrá presentar una solicitud a la *CRIE* para que se investigue a un *agente* que haya estado abusando de su posición de mercado. La *CRIE* dará curso a la reclamación si a su juicio se ha entregado suficiente información para justificar una investigación.

1.5.7 Si la investigación de la *CRIE* concluye que un *agente del mercado* está abusando de su posición de poder de mercado, el informe de la misma deberá incluir recomendaciones sobre las medidas de mitigación que deben adoptarse, recomendaciones sobre órdenes para que el *agente* realice o se abstenga de realizar determinadas actividades o sobre la imposición de multas. A excepción de lo señalado en el numeral 1.3.1.3, las multas por abuso de poder de mercado deberán estar relacionadas con los beneficios cuantificables que el *agente del mercado* ha obtenido abusando de su posición de poder de mercado y podrán representar hasta el doble del beneficio obtenido.

1.5.8 La *CRIE* podrá convocar al *Grupo de Vigilancia del Mercado* y/o al Grupo de Apoyo Regulatorio para discutir el problema de poder de mercado, las posibles sanciones y la implementación de soluciones. En casos de abuso repetido de su posición de mercado por parte de un *agente*, podrán adoptarse las medidas adicionales de mitigación de poder de mercado que la *CRIE* considere necesarias para detener o evitar la repetición de dicho comportamiento.

1.6 [247]Catálogo de Infracciones y Sanciones

En la Tabla 1-1 se incluye el catálogo de infracciones en el *MER* y sus correspondientes sanciones. El listado de infracciones y sanciones podrá ser modificado en cualquier momento por la *CRIE* sujeto al procedimiento de modificación establecido en el numeral *Libro I.*

Tabla 1-1. Infracciones y Sanciones

CATÁLOGO DE INFRACCIONES Y SANCIONES	
INFRACCIÓN	***SANCIÓN***
Infracciones Muy Graves	
▪ Incumplimiento de las normas de acceso y conexión a las redes regionales, así como el incumplimiento de las condiciones técnicas y económicas fijadas en el *RMER* para la prestación del servicio y operación del sistema de transmisión	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América

[247] El Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central establece el Régimen Básico de Sanciones.

CATÁLOGO DE INFRACCIONES Y SANCIONES	
▪ Incumplimiento en la prestación de los *servicios auxiliares* definidos en el *RMER* y en general el incumplimiento de los criterios operativos y las condiciones mínimas requeridas para preservar la calidad del servicio y la seguridad de la operación en el *MER*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa basada en fórmula ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de las obligaciones con respecto al *Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR* establecidas en el *RMER*, en particular la alteración, manipulación o uso fraudulento o distinto del autorizado por los reglamentos de los equipos y datos del *SIMECR*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de la programación e instrucciones operativas dadas por el *EOR* sin causa justificada, incluyendo incumplimiento en la entrada y retiro programado de instalaciones y la no notificación de cambios en el estado de equipos	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa basada en fórmula ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Negativa, resistencia o falta de colaboración a entregar a la *CRIE* o al *EOR* la información técnica, económica o financiera solicitada, o la presentación de información errónea o falsa, o la manipulación de datos requeridos por el *RMER*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de los límites de participación máxima de un agente del MER establecidos por la CRIE	▪ Multa de hasta un millón Dólares de Estados Unidos de América ▪ Orden de suspensión
▪ Realización de acciones para la manipulación de precios en el *MER* o que configuren abuso de posición dominante y otras prácticas anticompetitivas que	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta el doble del beneficio obtenido.

CATÁLOGO DE INFRACCIONES Y SANCIONES	
obstaculicen o dificulten el normal desarrollo o adecuado funcionamiento del mercado regional	▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de requisitos para afrontar estados de emergencia y para la restauración del *Sistema Eléctrico Regional*.	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Renuencia a ajustarse a las disposiciones del Tratado, sus protocolos o reglamentos, en el plazo indicado, después de recibir una orden específica de la *CRIE* para tal efecto	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de las obligaciones económicas relacionadas con los aportes o cargos para el funcionamiento de la *CRIE* y el *EOR*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de las resoluciones y acuerdos de tipo particular expedidos por la *CRIE*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Reiteración de infracciones graves	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta un millón de Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de una sanción	▪ Multa de hasta un millón Dólares de Estados Unidos de América ▪ Orden de suspensión
▪ Reincidencia en cuatro oportunidades en una infracción grave	▪ Multa de hasta un millón Dólares de Estados Unidos de América ▪ Orden de suspensión

CATÁLOGO DE INFRACCIONES Y SANCIONES	
▪ Reincidencia en cuatro oportunidades en una infracción 'muy grave'	▪ Multa de hasta un millón Dólares de Estados Unidos de América ▪ Orden de inhabilitación
▪ No subsanar la situación que motiva la expedición de una orden de suspensión en el plazo previsto	▪ Multa de hasta un millón Dólares de Estados Unidos de América ▪ Orden de inhabilitación
Infracciones Graves	
▪ Mora o falta de pago de los compromisos comerciales contraídos en el *MER* por la realización de transacciones comerciales o por servicios recibidos en el *MER*	▪ Aviso de incumplimiento de pago ▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta doscientos mil Dólares de Estados Unidos de América
▪ Falta de instalación o de mantenimiento apropiado de los equipos de maniobra, medición, control, protección o comunicaciones que el *RMER* establezca necesarios para la adecuada operación del *SER*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta doscientos mil Dólares de Estados Unidos de América
▪ Falla al suministrar oportunamente y en el formato requerido información relacionada con las ofertas de energía y el *predespacho* del *MER*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta doscientos mil Dólares de Estados Unidos de América
▪ Incumplimiento de requisitos de prueba y auditorías ordenadas por la *CRIE*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta doscientos mil Dólares de Estados Unidos de América
▪ Reiteración de infracciones leves, a partir del cuarto incumplimiento.	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta doscientos mil Dólares de Estados Unidos de América
Infracciones Leves	
▪ Conductas que contravengan reglas y procedimientos de obligatoria	▪ Aviso de incumplimiento

CATÁLOGO DE INFRACCIONES Y SANCIONES	
observancia contenidos en la *Regulación Regional*, cuando la conducta particular no se encuentre tipificada como infracción 'grave' o 'muy grave' en el presente *Libro*	▪ Orden de la *CRIE* ▪ Multa de hasta veinte mil Dólares de Estados Unidos de América

1.7 [248]Solución de Controversias

1.7.1 Interpretación

1.7.1.1 Las disposiciones de este numeral 1.7 serán aplicadas para asegurar procedimientos expeditos, justos y eficientes para la solución de controversias derivadas de la apliación o interpretación de la Regulación Regional, en consonancia con lo dispuesto en los artículos 23 inciso j) y 34 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central[249].

1.7.2 Criterios Generales y Aplicación

1.7.2.1 De conformidad con las disposiciones del *Tratado Marco* y sus *Protocolos*, para la solución de controversias en el *MER*, en consonancia con lo dispuesto en los artículos 23 inciso j) y 34 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional de América Central, se seguirán los siguientes procedimientos básicos:

a) Negociación directa entre las partes;

b) Conciliación, si las negociaciones directas no resuelven la controversia; y

c) Arbitraje vinculante, si la conciliación para resolver la disputa es infructuosa o si alguna de las partes decide acudir directamente a este mecanismo.

Para los casos de disconformidad ante la respuesta del EOR al recurso de Reconsideración, el afectado podrá acudir ante la CRIE sin perjuicio del procedimiento de supervisión y vigilancia que éste lleve a cabo.

1.7.2.2 La CRIE será responsable de la administración y gestión de los procesos de conciliación y arbitraje para la solución de controversias en el MER de conformidad con lo establecido en el presente reglamento. Por su parte, el EOR será responsable de la administración y gestión del recurso de reconsideración de sus actos, establecido en el numeral 1.8 siguiente.

1.7.2.3 Los procedimientos de solución de controversias establecidos en el numeral 1.7 se aplican a todos los conflictos que surjan en el Mercado Eléctrico Regional con respecto a la interpretación, implementación o aplicación de la Regulación Regional y para los cuales no exista un procedimiento alternativo de solución establecido en el RMER.

1.7.2.4 Los procedimientos de solución de controversias establecidos en este apartado 1.7 no son aplicables en los siguientes casos:

a) modificaciones al RMER; o

[248] Apartado modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[249] La Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre de 2017 menciona al Tratado Marco del Mercado Eléctrico *Regional* de América Central.

b) sanciones impuestas por la CRIE.

1.7.2.5 De conformidad con lo dispuesto en el Tratado Marco y sus Protocolos, las controversias que surjan entre:

a) los OS/OMS,
b) los entes reguladores de los países miembros,
c) los agentes del mercado, y
d) el EOR,

que no sean resueltas mediante negociación directa, se podrán someter a la CRIE, para que resuelva el asunto, ya sea como amigable componedor a través de la conciliación o como árbitro.

1.7.2.6 Las controversias que surjan entre los Gobiernos, con motivo de cualquier cuestión regida por disposiciones del Tratado, sus Protocolos o reglamentos, que no sean resueltas mediante negociación directa entre las partes, podrán someterse a la CRIE, la que actuará como amigable componedor a través de la conciliación.

1.7.2.7 Un proceso de solución de controversias, bien sea de amigable composición a través de la conciliación o de arbitraje, dará inicio una vez que cualquier parte legitimada en la controversia presente ante la CRIE una solicitud de conciliación o arbitraje.

1.7.2.8 La iniciación de un proceso de solución de controversias no postergará la ejecución de una orden dada por la CRIE o de una instrucción impartida por el EOR a un agente del mercado o a un OS/OM en cumplimiento de la Regulación Regional. Lo anterior, salvo que la CRIE, como medida cautelar en el proceso de arbitraje, decida suspender la orden o instrucción con el fin de prevenir daños irremediables para alguna de las partes y con el fin de resguardar el derecho de defensa de las partes y seguridad del mercado regional.

1.8. [250]Recurso de Reconsideración

1.8.1 Alcance

1.8.1.1 Podrá interponerse el recurso de reconsideración contra los actos de carácter particular y general emitidos por el EOR y que estén destinados a producir efectos jurídicos frente a terceros.

1.8.1.2 Este procedimiento será sólo de aplicación supletoria para los procedimientos especiales, tales como:

a) revisión de errores de facturación en el MER y demás supuestos establecidos en el Libro II, sección 2.8. del RMER;
b) revisión de descuentos por calidad de transmisión, previsto en el Libro III, sección 6.4.7;
c) revisión de errores de transcripción y comunicación, regulado en el Libro III, sección 5.1.7;

[250] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

d) cualquier otro procedimiento especial que se refiera a la reconsideración de actos o actuaciones específicas emanadas del EOR.

1.8.1.3 El recurso de reconsideración podrá ser interpuesto por cualquiera de los sujetos legitimados que se identifican en el numeral 1.7.2.5 de este Libro que sean destinatarios del acto objeto de recurso.

1.8.2 Plazo y forma de interposición

1.8.2.1 El recurso deberá interponerse en el plazo de diez (10) días hábiles a partir, según los casos, de la publicación del acto, o de su notificación al recurrente.

1.8.2.2 Un aviso de la interposición del recurso deberá publicarse en la página web del EOR. A los efectos de articular el recurso, el EOR deberá permitir en todo momento tomar vista de las actuaciones a los interesados, tanto en soporte electrónico como en papel.

1.8.2.3 El recurso deberá ser presentado ante el EOR, y deberá exponer con claridad los hechos, las razones por las cuales el interesado impugna dicha decisión, explicando las razones por las que la actuación del EOR afecta sus derechos o intereses y resulta contraria a la Regulación Regional, su pretensión e indicación de la normativa regional que considera vulnerada o incumplida.

1.8.2.4 El modo de presentación del recurso y su soporte electrónico o en papel deberá corresponder a los medios establecidos en el numeral 1.8.2.1.2 del Libro I del RMER.

1.8.2.5 Cuando se advierta alguna deficiencia formal en la interposición del recurso, el EOR de oficio, y en un plazo de cinco (5) días hábiles contados a partir de la interposición del recurso, notificará al recurrente la deficiencia, quien podrá subsanarla dentro del término de cinco (5) días hábiles. Constituye falta de los requisitos a contemplar en el recurso de reconsideración:

a) Que no se señalen los hechos que fundamentan el recurso de reconsideración o los mismos no sean claros.
b) Que no se señale la petición o que ésta no sea clara, o no se determine la decisión que se impugna.
c) Que no se señale la vulneración o la violación de la Regulación Regional o incumplimiento a la Regulación Regional.

En caso de que el recurrente no subsane la deficiencia en el tiempo señalado, el recurso será rechazado por el EOR dentro del plazo de 30 días contados a partir del momento en que venciera el plazo para subsanar el recurso.

1.8.3 Suspensión de la ejecución

La interposición del recurso no suspenderá la ejecución de los actos impugnados. Sin embargo, el EOR, en el ejercicio de su competencia, previa ponderación suficientemente razonada entre el perjuicio que causaría al interés público o a terceros la suspensión y el perjuicio que se causa al recurrente como consecuencia de la eficacia inmediata del acto recurrido, podrá suspender de oficio o a solicitud del recurrente su ejecución, especialmente cuando la ejecución pudiera causar perjuicios de difícil o imposible reparación. Para resolver la solicitud de suspensión de la ejecución del acto interpuesta por el recurrente, el EOR contará con el plazo de cinco (5) días hábiles, contados a partir de la interposición del recurso.

La suspensión de la ejecución de actos de carácter general deberá ser publicada en el sitio web de EOR, en un plazo que no podrá ser mayor a un (1) día calendario posterior a su adopción.

La suspensión de la ejecución de sus actos que decrete el EOR no podrá exceder el plazo máximo con que cuenta éste para resolver el recurso.

1.8.4 Trámite del recurso de reconsideración.

1.8.4.1 La decisión de resolver el recurso recaerá en el órgano del EOR que emitió el acto impugnado, de conformidad con los procedimientos internos que establezca el EOR.

1.8.4.2 La prueba deberá presentarse u ofrecerse al momento de la interposición del recurso. Se admitirán todos los medios de prueba admisibles en Derecho, salvo los que fueren manifiestamente improcedentes, por irrelevantes o meramente dilatorios. Las pruebas propuestas por el recurrente que requieran ser tramitadas o desahogadas, deberán ser decretadas por el EOR.

El EOR sólo podrá rechazar las pruebas propuestas por el recurrente mediante resolución motivada, cuando sean inconducentes, impertinentes o inútiles. Cuando lo considere, el EOR podrá decretar pruebas de oficio, que deberán ser notificadas previamente a su práctica.

El EOR practicará las pruebas en un plazo que no podrá exceder de treinta (30) días hábiles.

1.8.4.3 Una vez diligenciada e incorporada la prueba en las actuaciones, se dará vista por cinco (5) días hábiles a la parte recurrente y terceros interesados para que presente sus alegatos.

1.8.4.4 Todo OS/OM, agente de mercado o ente regulador nacional que demuestre un interés sustancial en un asunto sometido a reconsideración que así lo haya notificado al EOR (denominado en el presente procedimiento "tercero") tendrá oportunidad de ser oído y de presentar sus alegaciones por escrito. Esas comunicaciones se facilitarán también al recurrente y se reflejarán en la resolución que se adopte.

1.8.5 Resolución del recurso

1.8.5.1 El EOR, en un plazo de treinta (30) días computados a partir del momento de su recepción o del momento en que se hubiere subsanado el recurso, según corresponda, resolverá el recurso interpuesto o extenderá este plazo hasta por quince (15) adicionales mediante resolución motivada. Si se hubiere diligenciado prueba, el plazo se contará desde la presentación del alegato de pruebas o del vencimiento del plazo para hacerlo.

Una vez practicadas las pruebas, el EOR podrá solicitar, por una sola vez, aclaraciones o ampliaciones con el fin de esclarecer, ampliar o verificar determinados puntos. Esta solicitud deberá realizarse mediante auto, previo al dictado de la resolución. En caso de que el EOR solicite este auto, el plazo para la resolución del recurso se contará a partir de la respuesta a la solicitud del EOR.

1.8.5.2 Si el recurso de reconsideración no fuere resuelto dentro del plazo fijado, éste se entenderá resuelto a favor del recurrente, solo en los casos de actos de carácter particular.

Si el recurso de reconsideración contra actos de carácter general no fuere resuelto dentro del plazo fijado, éste se entenderá denegado.

1.8.5.3 Dentro del plazo establecido y mediante resolución motivada, el EOR decidirá acerca del recurso interpuesto, pudiendo confirmar la decisión recurrida, modificarla o revocarla total o parcialmente.

1.8.5.4 Cuando se trate de la impugnación de actos de carácter particular, esta resolución surtirá efectos jurídicos a partir del día hábil siguiente de su notificación. En caso de silencio, se computará desde el día hábil siguiente al vencimiento del plazo para resolver.

1.8.5.5 El acto que resuelva el recurso deberá ser publicado en el sitio web del EOR y notificado a la parte recurrente y a terceros interesados que se hubieren apersonado en el trámite del recurso para surtir efectos jurídicos.

El recurrente para el que operó el silencio positivo, podrá solicitar al EOR un acto de reconocimiento del silencio administrativo positivo, el cual el EOR deberá atender dentro del plazo de cinco (5) días contados a partir del recibo de la solicitud; o bien, el recurrente podrá hacer constar mediante acta notarial el silencio administrativo; lo anterior sin perjuicio de que podrá hacer valer los efectos jurídicos de dicho silencio de conformidad con lo establecido en el numeral 1.8.5.4.[251]

1.8.5.6 Si el recurrente continúa en desacuerdo con la decisión, podrá acudir ante CRIE para que resuelva la controversia como árbitro. Lo anterior sin perjuicio de las funciones de supervisión y vigilancia atribuidas a la CRIE frente al EOR

1.9. [252]Procedimiento de Conciliación

1.9.1 Iniciación

1.9.1.1 La CRIE será responsable de la administración y de la homologación de los procesos de conciliación para la solución de controversias en el MER.

1.9.1.2 No procede el mecanismo de conciliación cuando se trate de materias no negociables, ni desistibles o prohibidas por la Regulación Regional tales como, aquellas materias reguladas en el numeral 1.7.2.4, o sea una controversia que no cumpla con lo establecido en el numeral 1.7.2.3, o sea una controversia que verse sobre derechos que no puedan ser objeto de valorización económica o que no puedan ser objeto de libre disposición por las partes al encontrarse prohibido por la Regulación Regional.

1.9.1.3 Salvo las anteriores controversias no conciliables, cualquier parte legitimada para la presentación de la controversia podrá presentar por escrito una solicitud de conciliación ante la CRIE. La solicitud deberá especificar las partes en controversia, un resumen explicando los hechos fundamentales y las reglas de la Regulación Regional involucradas en la controversia, las bases de la controversia, la solución propuesta y las bases de dicha solución y la documentación sobre la cual el convocante fundamente su solicitud. Además, las partes

[251] Adicionado mediante Resolución CRIE-01-2018, del 04 de enero de 2018.
[252] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

en controversia deberán fijar domicilio y designar a un representante con atribuciones para participar en el proceso de conciliación y resolver la cuestión en controversia.

1.9.1.4 La CRIE notificará al convocado, quien deberá presentar a la CRIE una respuesta escrita a la solicitud de conciliación dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la recepción de la notificación. La respuesta deberá especificar la misma información requerida para la solicitud de conciliación regulada en el numeral 1.9.1.3, incluyendo una respuesta concisa a las pretensiones del convocante, reconocer, negar o presentar en forma explícita y clara los hechos, reclamos o imputaciones, la solución propuesta si se presenta un contra reclamo y cualquier otra documentación que quien responde pretenda usar como soporte de su caso.

1.9.1.5 La CRIE rechazará la solicitud de conciliación, o su respuesta, si se trata de una controversia sobre materias no negociables, ni desistibles o prohibidas por la Regulación Regional de acuerdo con el numeral 1.9.1.2.

También la CRIE inadmitirá la solicitud de conciliación, o su respuesta, cuando en los escritos no se cumpla con las exigencias de los numerales 1.9.1.3. y 1.9.1.4, en cuyo caso el convocante o el convocado en el proceso de conciliación tendrán un plazo de tres (3) días para subsanar o corregir su escrito de solicitud.

En caso de que el convocado no de respuesta en el plazo establecido a la solicitud de conciliación, se tendrá como una renuncia a este proceso, pudiendo el solicitante acudir al proceso de arbitraje.

1.9.2 Selección del conciliador

1.9.2.1 Una vez la CRIE acepte la solicitud de conciliación y su respuesta, en un plazo máximo de diez (10) días las partes de mutuo acuerdo procederán a seleccionar de uno a tres conciliadores, dependiendo de la complejidad de la controversia o el número de partes que intervienen en la misma. Si las partes no llegan a un acuerdo para elegir el conciliador dentro del plazo señalado, éstas de manera conjunta enviaran solicitud a la CRIE de designación de conciliador(es) por medios electrónicos, acompañada de una lista que contenga el nombres de tres (3) Conciliadores que proponen acompañada de los respectivos atestados de los candidatos y la CRIE elegirá de la lista el conciliador designado. En caso de tratarse de una selección de tres conciliadores, las partes enviaran solicitud a la CRIE de designación de conciliador(es) por medios electrónicos, acompañada de una lista que contenga el nombres de siete (7) Conciliadores que proponen acompañada de los respectivos atestados de los candidatos y la CRIE elegirá de la lista los conciliadores designados.

1.9.2.2 El conciliador o conciliadores deberán cumplir con todos los siguientes requisitos:

a) Contar con experiencia en mecanismos alternativos de resolución de controversias, como mínimo de 5 años.
b) Contar con experiencia técnica o comercial o legal en la industria eléctrica, que resulte relacionada con la controversia, como mínimo de 5 años.
c) No tener conflicto de interés, ya sea oficial, comercial o personal, con respecto a los asuntos en controversia, lo cual deberá ser manifestado por escrito bajo declaración jurada.

1.9.2.3 Una vez elegido el conciliador o conciliadores, las partes deberán comunicar a la CRIE para su aceptación, el nombre y dirección, y toda la información necesaria para acreditar las

calidades del conciliador o conciliadores. En cualquier momento del procedimiento de conciliación la CRIE podrá ordenar la sustitución del conciliador o conciliadores cuando se pruebe previamente y garantizando el derecho de defensa del conciliador que existe alguna situación sobreviniente de conflicto de interés o que no cumple con cualquiera de los requisitos establecidos en el numeral 1.9.2.2.

1.9.3 Honorarios y Gastos

1.9.3.1 Los honorarios del conciliador o conciliadores deberán determinarse por acuerdo de partes antes de la iniciación de su intervención en el proceso. Estos honorarios y los demás gastos a que diera lugar el proceso, serán compartidos en proporciones iguales por las partes en controversia, a menos que se acuerde una distribución distinta de estas cargas. Si una parte desistiera anticipadamente en un proceso de múltiples partes y el proceso continuara con las partes restantes, esta parte no será responsable por los costos y honorarios incurridos con posterioridad a la fecha en que notificó su voluntad de desistir. Las partes de la controversia se harán cargo de sus propios gastos incurridos con motivo de su participación en el proceso de conciliación.

1.9.3.2 Si una o ninguna de las partes paga los honorarios en la fecha establecida por el conciliador o conciliadores, no se iniciarán las sesiones de conciliación, y se entenderá que la parte o partes renuncian a este proceso, lo cual permitirá proceder directamente al proceso de arbitraje.

1.9.4 Sesiones de conciliación

1.9.4.1 El conciliador o conciliadores ayudarán a las partes a solucionar la controversia, no obstante su contribución en ningún caso obligará a las partes. Su papel como un amigable componedor, consiste en procurar acercar las posiciones de las partes para que éstas alcancen un acuerdo mutuamente satisfactorio. El conciliador o conciliadores programarán sesiones de conciliación con las partes en controversia y podrá proponer soluciones de acuerdo. Sin embargo, la decisión de acogerlas será enteramente responsabilidad de las partes.

1.9.4.2 El conciliador o conciliadores señalarán la fecha, hora y lugar para la sesión inicial de conciliación dentro de los veinte (20) días siguientes a la aceptación de su designación o del momento en que sea designado por la CRIE cuando las partes no llegan a un acuerdo para elegirlo. El conciliador programará el número de sesiones de conciliación que considere apropiado con miras a asistir a las partes en la resolución de la controversia. Las sesiones se realizarán en el lugar acordado por las partes, incluyendo algunas sesiones virtuales por medios de comunicación tecnológicos válidos.

En caso de imposibilidad material para asistir a alguna de las sesiones acordadas, la parte afectada deberá notificar por lo menos dos (2) días de anticipación de la sesión para poder notificar a la otra parte y así celebrar dicha audiencia por medio de videoconferencia u otro medio tecnológico.

1.9.4.3 A solicitud de las partes o por autorización de éstas en caso de que el conciliador o los conciliadores lo propusieran, se podrá solicitar la ayuda de un experto o grupo de expertos dependiendo de la complejidad de la controversia. Los informes de estos expertos o grupos de trabajo solo tendrán un valor consultivo. Los gastos y honorarios del experto o expertos que fuesen requeridos se regulará de acuerdo a lo establecido en el numeral 1.9.3.1.

1.9.4.4 Las sesiones de conciliación se llevarán a cabo considerando lo siguiente:

a) Las sesiones serán privadas y no se elaborarán registros escritos.
b) No se permitirá la asistencia de partes no involucradas en la controversia sin la autorización de las partes involucradas y del conciliador.
c) Toda la información que se presente durante las sesiones de conciliación será clasificada como confidencial a menos que las partes en controversia expresamente dispongan lo contrario.
d) La información confidencial que se revele dentro de las sesiones no podrá ser divulgada por el conciliador o conciliadores ni utilizada en un procedimiento arbitral.
e) El conciliador o conciliadores podrán dirigirse al EOR y a los OS/OMS correspondientes para obtener información relacionada con la controversia, la cual será proporcionada sujeta a consideraciones de confidencialidad.

1.9.4.5 Si se resuelve la controversia a través de la conciliación, el conciliador o conciliadores documentarán por escrito el acuerdo alcanzado, el cual será firmado por las partes de la controversia. Con el fin de preservar el cumplimiento de la Regulación Regional, la CRIE homologará el acuerdo alcanzado para que sea válido ante las instituciones y agentes del MER. Sujeta a consideraciones de confidencialidad, dicho acuerdo podrá ser publicado si la CRIE considera que resuelve un asunto importante o que define una política de interés general para el *Mercado Eléctrico Regional*.

1.9.5 Negociación de los términos del acuerdo

1.9.5.1 El conciliador puede promover la resolución de la controversia por cualquier medio que juzgue apropiado. El conciliador ayudará a las partes a concentrarse en sus intereses y preocupaciones fundamentales, a explorar alternativas de resolución y desarrollar opciones de acuerdo. El conciliador procurará que las partes realicen propuestas de conciliación y acuerdo.

1.9.5.2 Si finalmente las partes fracasan en su intento de desarrollar términos de acuerdo mutuamente aceptables, antes de terminar el proceso, y sólo con el consentimiento de las partes:

a) el conciliador presentará a las partes una propuesta de acuerdo final, que considere justa y equitativa para todas las partes; y,
b) si las partes se lo solicitan, el conciliador agregará la consideración y evaluación de las principales posiciones expuestas por cada una de las partes en controversia.

A continuación, el conciliador podrá proponer discusiones adicionales destinadas a explorar si la evaluación o la propuesta del conciliador puede conducir a una resolución.

1.9.5.3 Los esfuerzos por alcanzar un acuerdo continuarán hasta que:

a) se logre entre las partes un acuerdo por escrito mutuamente aceptado; o,
b) el conciliador concluye y así lo informa a las partes, que los esfuerzos adicionales no serán de utilidad para alcanzar una resolución; o,
c) las partes o una de ellas desista del proceso; o,
d) las partes o una de ellas decidan acudir al procedimiento de arbitraje.

Sin embargo, si hubiera más de dos partes, las partes subsistentes podrán elegir continuar el proceso luego del desistimiento de una de ellas

1.9.6 Acuerdo de conciliación y otras disposiciones

1.9.6.1 Si es alcanzado un acuerdo, el conciliador presentará a las partes en la controversia un borrador escrito del documento de acuerdo que incorpore los términos de la solución alcanzada, para ser luego formalizado y firmado por los representantes autorizados de ambas partes. Este borrador deberá ser presentado en un plazo no mayor a treinta (30) días, contados a partir de la fecha de la primera sesión de conciliación, a menos que las partes pacten un plazo adicional. En caso que no fuera alcanzado un acuerdo, dentro del término establecido, entonces cualquiera de las partes estará habilitada para dar comienzo al procedimiento de arbitraje.

1.9.6.2 El borrador del acuerdo de conciliación podrá ser modificado o corregido, tantas veces como consideren necesario las partes, luego deberá ser reenviado para que el conciliador o conciliadores realicen el acuerdo definitivo de conciliación, que como mínimo debe contener los siguientes requisitos:

a) Lugar y fecha del acuerdo de conciliación;
b) Identificación del conciliador o conciliadores;
c) Identificación de las partes en la controversia;
d) Relación sucinta de los hechos que originaron y que hacen parte de la controversia aceptados por las partes en el acuerdo;
e) Indicación de las pretensiones motivo de la conciliación;
f) Debe indicarse con claridad, precisión y de manera concreta la obligación u obligaciones contraídas en el acuerdo, es decir, se debe determinar las circunstancias de modo, tiempo y lugar de cumplimiento de las obligaciones, y en el caso de existir una obligación pecuniaria se indicará la cuantía, el modo, el tiempo y el lugar de su cumplimiento;
g) Si las partes en la controversia lo consideran necesario pueden incluir cláusulas penales para el evento en que no cumplan cualquiera de las obligaciones adquiridas;
h) Debe señalarse que las partes en la controversia no pueden iniciar ninguna acción judicial u otro procedimiento establecido en la Regulación Regional durante el término de cumplimiento del acuerdo establecido en el mismo.
i) En caso de conciliación parcial, debe indicarse de igual manera y hacer mención de las pretensiones en las que no hubo acuerdo alguno; y
j) Firma del conciliador y de las partes.

1.9.6.3 La recomendación del conciliador y cualquier otra afirmación o declaración formulada por las partes en el proceso de conciliación no tendrá efecto alguno y no será considerada relevante o admisible para ningún propósito en cualquier procedimiento subsiguiente.

1.9.6.4 En caso de que un conciliador fallezca, renuncie, o de otra forma pierda su capacidad de actuar como conciliador de una controversia, las partes designarán a otro u otros, para continuar con la conciliación. Los términos del proceso se entenderán suspendidos hasta la designación del nuevo conciliador.

1.9.6.5 Las partes involucradas en una controversia, podrán, de común acuerdo, o una de ellas, omitir el proceso de conciliación y notificar a la CRIE su intención de proceder directamente al proceso de arbitraje.

1.9.7 Confidencialidad

Las partes y el conciliador o conciliadores no podrán revelar a ninguna persona o entidad información alguna en relación con el proceso en sí (incluidos intercambios y acuerdos previos al inicio del proceso), contenidos (incluida información escrita y oral), términos de acuerdo o resultados del procedimiento. La regla del proceso de conciliación es la confidencialidad, a menos que las partes acuerden lo contrario, o que sea necesario a efectos del cumplimiento o ejecución de un acuerdo de conciliación.

En caso de que una de las partes quiera revelar información derivada de la conciliación, deberá contar con la autorización por escrito de la otra parte.

1.9.8 Autoridad de homologación

Una vez formalizado y firmado el acuerdo de conciliación se someterá a aprobación por parte de la Junta de Comisionados de la CRIE, para que la conciliación tenga efectos jurídicos frente a terceros y sea válida para la Regulación Regional.

1.10 [253]Procedimiento de Arbitraje

1.10.1 Iniciación

La autonomía de las partes en la controversia se garantiza hasta el momento en el que una de ellas solicite el inicio del arbitraje. A partir de ese momento el procedimiento es obligatorio y la controversia deberá ser tramitada por la CRIE.

El procedimiento de arbitraje no terminará por el hecho que alguna parte no comparezca o no haga uso de su derecho de defensa o se declare como parte rebelde. En cualquier etapa del proceso, las partes, de mutuo acuerdo podrán solicitar la terminación del proceso.

1.10.1.1 En un plazo de quince (15) días, a partir de la recepción de la notificación de la finalización del recurso de reconsideración regulado en el numeral 1.8.1.1 o de la conciliación indicada en el apartado 1.9. o de que se omitiera la conciliación y se indicare que se procederá directamente al arbitraje de acuerdo con el numeral 1.9.6.5, la parte involucrada en una controversia con intención de iniciar un proceso de arbitraje (parte demandante) podrá presentar ante la CRIE escrito de demanda solicitando el inicio del procedimiento de arbitraje, haciendo indicación de lo siguiente:

a) resumen explicando los hechos fundamentales y las normas de la Regulación Regional involucradas en la controversia,
b) indicación de la parte o partes demandadas,
c) los fundamentos jurídicos de su reclamación,
d) las pretensiones,
e) la lista de documentos que permita al demandante fundamentar sus pretensiones o cualquier otra prueba que quiera presentar o solicitar que se practique durante el proceso de arbitraje,
f) el nombre de su representante legal y aportar documento idóneo que acredite la representación en la que se actúa, cuando corresponda, y

[253] Apartado adicionado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

g) correo electrónico como medio para recibir notificaciones.

Presentado el escrito de inicio del proceso arbitral, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE verificará el cumplimiento de los requisitos antes enunciados, así mismo valorará que no se incurre en las causales de inadmisión y/o rechazo establecidas en los numerales 1.10.1.2 y 1.10.1.3 respectivamente. Cumplidos los extremos anteriores, dentro del plazo de cinco (5) días, la Secretaria Ejecutiva dará traslado del procedimiento de arbitraje a la parte demandada.

En el caso de que la Secretaría Ejecutiva determine que no se cumple con los requisitos contenidos en los literales "a, b, c, d, e, f y g" de este numeral prevendrá a la parte demandante para que dentro del plazo de tres (3) días subsane su escrito de solicitud de inicio del procedimiento. En caso de que la parte demandante no subsane los requisitos, la Junta de Comisionados dentro del plazo treinta (30) días contados a partir del vencimiento del plazo otorgado al demandante para subsanar su solicitud, declarará inadmisible la solicitud de inicio de Procedimiento de Arbitraje.

En el caso que la Secretaría Ejecutiva determine que existen causales de rechazo informará de ello a la Junta de Comisionados, la que previa consideración, declarará inadmisible la solicitud de inicio de Procedimiento de Arbitraje.

En contra de las resoluciones que declare inadmisible el procedimiento de arbitraje, se podrá interponer recurso de reposición, según lo dispuesto en el presente Libro.

1.10.1.2 Serán causales de inadmisión las siguientes:

a) Cuando ya hay un mismo proceso de arbitraje sobre las mismas partes, hechos y pretensiones.
b) Cuando no se subsane el escrito de la demanda arbitral en el término establecido en el numeral 1.10.1.1

1.10.1.3 Serán causales de rechazo las siguientes:

a) Cuando la controversia trate de modificaciones al RMER; o sanciones impuestas por la CRIE,
b) Cuando la controversia trate de asuntos que no sean competencia de la CRIE,
c) Cuando la controversia trate sobre una decisión de la CRIE.
d) Cuando la solicitud se haya presentado fuera del plazo establecido para que la parte involucrada en una controversia presente el escrito solicitando el inicio de procedimiento de arbitraje.

1.10.1.4[254] Verificado el cumplimiento de los requisitos de demanda, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE dará traslado a la parte demandada, para que dentro del plazo de cinco (5) días a partir de la notificación del traslado, presente sus objeciones, las cuales pueden ser:

a) para determinar si las partes cumplen con los requisitos exigidos por el art.34 del Tratado Marco y por el Libro IV del RMER para someter las controversias al procedimiento de arbitraje solicitado.
b) para establecer si las normas jurídicas invocadas resultan aplicables al caso concreto, en atención a las materias cubiertas por la Regulación Regional; y,

[254] Modificado mediante Resolución CRIE-01-2018, del 4 de enero de 2018.

c) para determinar si las reclamaciones enunciadas por la parte demandante, en su solicitud de arbitraje, se produjeron dentro del ámbito de aplicación temporal del Tratado Marco o el Libro IV del RMER.

Será la Junta de Comisionados de la CRIE quien decidirá dentro del plazo de quince (15) días, si estas objeciones están o no conformes con la Regulación Regional, que en caso de proceder rechazará el inicio del procedimiento de arbitraje, caso contrario rechazará las objeciones y el procedimiento continuará su tramité. En contra de la resolución que rechace el procedimiento de arbitraje, se podrá interponer recurso de reposición, según lo dispuesto en el presente Libro.

1.10.1.5[255] Vencido el plazo para presentar objeciones sin que éstas se hubieren presentado, la parte demandada contará con un plazo de diez (10) días para presentar escrito que contenga:

a) respuesta concisa a las pretensiones del demandante,
b) reconocer, negar o referirse en forma explícita y clara sobre cada uno de los hechos de la demanda,
c) documentación o prueba que la parte demandada pretenda usar como soporte de su caso,
d) fundamento jurídico soporte de su caso,
e) correo electrónico como medio para recibir notificaciones, y
f) documento idóneo que acredite la representación en la que se actúa, cuando corresponda

En el caso de que se hubiera presentado objeciones contra la solicitud de inicio del procedimiento de arbitraje, y habiendo sido rechazadas, la parte demandada contará con un plazo de diez (10) días contados a partir de la notificación del rechazo, para que conteste la demanda y contrademande en caso de considerarlo pertinente, escrito que deberá contener lo establecido en el párrafo anterior.

En caso de contrademandar el escrito deberá contener lo establecido en el numeral 1.10.1.1 del presente Libro.

Presentado el escrito de contestación de la demanda y/o contrademanda, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE verificará que cumple con todos los requisitos del presente numeral, de no cumplir con los requisitos antes señalados, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE prevendrá a la parte demandada para que dentro del plazo de cinco (5) días subsane su escrito. En caso de que la parte demandada no subsane su escrito, el procedimiento continuará, en su rebeldía.

Una vez presentado el escrito por parte del demandado se procederá a dar traslado del mismo al demandante, para que éste en la audiencia de instalación argumente lo que considere pertinente.

1.10.1.6 Será la Junta de Comisionados quien resolverá sobre el inicio del procedimiento de arbitraje, debiendo procederse como lo establece el numeral 1.10.2.

1.10.2 Audiencias de Arbitraje

La Secretaría Ejecutiva de la CRIE, o la dependencia en que esta delegue, señalará fecha, hora y lugar para las audiencias de arbitraje; tanto la de instalación, la de instrucción del

[255] Modificado mediante Resolución CRIE-01-2018, del 4 de enero de 2018.

arbitraje, como la de presentación de alegatos de las partes. Además, deberá publicar en la página web el inicio del procedimiento de arbitraje.

1.10.3 Audiencia de Instalación.

Dentro de quince (15) días hábiles a partir de la notificación de inicio del arbitraje, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE junto con las partes en la controversia, en esta audiencia podrán fijar los elementos de la disputa que deberá resolver el informe final, se admitirá y decretará la práctica los medios probatorios solicitados por las partes y se determinará fecha, hora y lugar de la audiencia de instrucción, y demás actuaciones que consideren necesarias. Además, las partes tendrán la posibilidad de modificar o ampliar su escrito de la demanda arbitral o de la contestación.

1.10.4 Audiencia de Instrucción.

1.10.4.1 La audiencia de instrucción se realizará de manera presencial en un solo acto, a menos que la Secretaría Ejecutiva de la CRIE o a solicitud de parte se considere necesario otra u otras audiencias, que en todo caso tendrán lugar en un plazo menor de treinta (30) días hábiles a partir de la finalización de la audiencia de instalación, o en una fecha posterior de común acuerdo con las partes. Dicha audiencia se llevará a cabo en la sede de la CRIE o en otro lugar acordado con las partes.

1.10.4.2 Si se considera relevante para el caso, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE de oficio o a petición de parte se podrá solicitar al EOR y los OS/OMS que proporcionen información necesaria para resolver la controversia. Tal información será proporcionada siempre que no se revele a un agente del mercado información de valor comercial acerca de un competidor. En todo caso se deberá suscribir un acuerdo de confidencialidad por las partes y los árbitros tomarán las medidas necesarias para proteger la confidencialidad de la información suministrada.

1.10.4.3 Cualquier agente del mercado, los OS/OM, los entes reguladores de los países y el EOR que pueda ser afectado por la decisión arbitral podrá solicitar intervenir en la audiencia de instrucción. Será discreción exclusiva de la Secretaría Ejecutiva de la CRIE permitir tal intervención a un agente del mercado, los OS/OM, los entes reguladores de los países y el EOR y fijar los términos y condiciones de su participación.

1.10.4.4 Durante la audiencia de instrucción, la parte demandante expondrá en primer lugar su caso, y presentará sus pruebas, seguido por la parte demandada y luego por la réplica del solicitante y la contra réplica del demandado. Una vez presentado el caso por las partes en controversia, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE iniciará la práctica de pruebas. Si lo considera apropiado, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE podrá decretar pruebas de oficio.

1.10.4.5 La audiencia de instrucción estará sujeta a los requerimientos de confidencialidad y podrá ser suspendida cuantas veces sea requerido por la Secretaría Ejecutiva o a petición de parte. En el evento que una de las partes en la controversia se declare como parte rebelde o quien no esté de acuerdo con someter la controversia al procedimiento de arbitraje, y no compareciere antes de terminar la audiencia de instrucción, o dejare de ejercer sus derechos en cualquier etapa del procedimiento, la otra parte podrá, en cualquier momento antes de la finalización del procedimiento, requerirle a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE que se avoque a las cuestiones que se han sometido y que la Junta de Comisionados de la CRIE como Tribunal Arbitral dicte el laudo. En todo caso, de haberse decretado pruebas, las mismas deberán practicarse antes de emitir el laudo.

1.10.5 Audiencia de Alegatos

Finalizada la audiencia de instrucción, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE de común acuerdo con las partes fijará fecha, hora y lugar para que en audiencia las partes presenten sus alegatos finales, que tendrá lugar en un plazo menor de treinta (30) días hábiles contados a partir de la terminación la audiencia de instrucción. Dicha audiencia se llevará a cabo en la sede de la CRIE o en otro lugar acordado con las partes, quienes podrán presentar un documento que contenga sus argumentos.

1.10.6 Presentación del Informe Final

1.10.6.1 En un plazo de sesenta (60) días a partir de la conclusión de la audiencia de alegatos, la Secretaría Ejecutiva de la CRIE entregará por escrito su informe final a la Junta de Comisionados, el cual previamente deberá haber sido discutido con el Grupo de Apoyo Regulatorio de la CRIE.

Este informe tendrá la estructura de un laudo, es decir, deberá contener una parte expositiva o resumen de los hechos de la controversia, otra considerativa o un análisis objetivo de las pretensiones y los fundamentos jurídicos alegados por las partes, y por último una parte resolutiva donde se determinará si una parte ha incurrido en incumplimiento de sus obligaciones derivadas de la Regulación Regional, o cualquier otra determinación solicitada por las partes; también podrá presentar sus recomendaciones para la solución de la controversia y fijará el monto de los pagos o indemnizaciones que hubiere lugar.

1.10.6.2 Dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la fecha de recepción del informe definitivo de la Secretaría Ejecutiva de la CRIE, la Junta de Comisionados podrá solicitar aclaraciones o modificaciones a dicho informe. Una vez realizadas y trasladadas las modificaciones o aclaraciones por la Secretaría Ejecutiva de la CRIE, la Junta de Comisionados podrá adoptar el informe por medio de resolución, que tendrá el valor de un laudo arbitral, en un plazo de treinta (30) días hábiles. En caso que no se logre aprobar el informe definitivo por la Junta de Comisionados se podrá enviar nuevamente a la Secretaría Ejecutiva de la CRIE para que realice aclaraciones o modificaciones a dicho informe. En cualquier caso, la Junta de Comisionados podrá en la resolución que resuelve la controversia apartarse del informe de la Secretaría Ejecutiva el cual no resulta vinculante.

1.10.6.3 La resolución de la Junta de Comisionados será definitiva, no requerirá de homologación o exequátur en ninguno de los países miembros del MER y será inmediatamente ejecutable.

1.10.7 Costos y gastos del proceso

La parte que resulte perdedora en el arbitraje se hará cargo de todos los costos y gastos del proceso a partir del recibo de la solicitud de inicio del procedimiento de arbitraje y hasta su finalización, a menos que las partes hayan acordado la forma como se distribuirían éstos. Si las pretensiones del demandante prosperaron tan sólo parcialmente, la distribución de costos y gastos se hará en proporción al número o valor de las pretensiones que prosperaron.

Al finalizar el procedimiento de arbitraje, sea este por inadmisión, rechazo o decisión arbitral, la Secretaría Ejecutiva presentará un informe de los costos y gastos del proceso de arbitraje incurridos por la CRIE desde el recibo de la solicitud de inicio del procedimiento de aribitraje hasta su finalización. La Junta de Comisionados de la CRIE determinará el monto de los

costos y gastos incurridos por la CRIE para la atención del proceso de arbitraje, así como el obligado a su pago, el cuál contará con el plazo de treinta (30) días hábiles a partir de la firmeza de la respectiva resolución para honrar el pago. La orden de pago de los costos y gastos del proceso de arbitraje incurridos por la CRIE constituirán una obligación de pago bajo el RMER.

El pago de los costos y gastos del proceso de arbitraje incurridos por la CRIE constituirán un ingreso o recurso asignado por el RMER para la CRIE, de acuerdo con el artículo 24 del Tratado Marco.

1.10.8 Otras condenas pecuniarias

La Junta de Comisionados de la CRIE concederá, a solicitud de parte, la compensación de los costos y gastos propios a la parte que resulte exitosa en la controversia.

Cualquier condena pecuniaria para las partes constituirá una obligación de pago bajo el RMER.

Las condenas pecuniarias para las partes que se establezcan producto del proceso arbitral deberán ser pagadas dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la firmeza de la resolución que las imponga.

1.10.9 Incumplimiento de pago

El incumplimiento del pago de las condenas pecuniarias o de las órdenes de pago de los costos y gastos del proceso de arbitraje constituirá una infracción del RMER.

1.10.10. Recurso contra la decisión de la CRIE

Contra la decisión arbitral de la CRIE, la determinación del monto de los costos y gastos incurridos por la CRIE para la atención del proceso de arbitraje y cualquier otra condena de pago según corresponda, procederá el recurso de reposición regulado en el RMER.

1.11 [256]Recurso de Reposición

1.11.1 **Actos impugnables**. Los agentes del Mercado Eléctrico Regional –MER-, OS/OMS, el EOR o los Organismos Reguladores Nacionales podrán impugnar y solicitar la revocación de las resoluciones de la CRIE que tengan carácter particular o general, respecto de las cuales tengan un interés directo o indirecto y por considerar que el acto afecta derechos e intereses o contravenga normas jurídicas que regulan el Mercado Eléctrico Regional.

Los actos de mero trámite o incidentales son inimpugnables, salvo que decidan directa o indirectamente el fondo del asunto o determinen la imposibilidad de continuar el procedimiento.

1.11.2 **Plazo para la interposición del recurso**. El recurso de reposición podrá ser interpuesto por el agente del MER, OS/OM, el EOR o el Organismo Regulador Nacional, dentro de

[256] Apartado modificado por la Resolución CRIE-67-2016, del 21 de noviembre de 2016 y corrida su numeración mediante Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

los diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la resolución de carácter particular de la CRIE.

En el caso de las resoluciones de carácter general, la impugnación podrá realizarse dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a su publicación.

Vencido el plazo para la interposición de los recursos, y si no se ha presentado recurso alguno contra la resolución de la CRIE, esta quedará en firme a partir del día hábil siguiente.

1.11.3 **Formalidad del recurso de reposición**. El recurso de reposición deberá ser presentado por escrito, en idioma español, dirigido ante la CRIE y con indicación del interés sobre el asunto, las razones por las cuales considera que la resolución emitida afecta derechos e intereses o contraviene normas jurídicas que regulan el Mercado Eléctrico Regional. Así mismo deberá adjuntarse documento idóneo que acredite la representación de quien suscribe el recurso.

En el caso que la CRIE advierta alguna deficiencia formal en el escrito de interposición del recurso, deberá notificarle al recurrente para que dentro de un plazo que no exceda de cinco días subsane las omisiones.

Si el recurrente omitiera subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado, la CRIE rechazará de plano el recurso incoado.

1.11.4 **Suspensión de la ejecución**. El recurso de reposición contra resoluciones de carácter particular se tramitará con efecto suspensivo.

El recurso de reposición contra resoluciones de carácter general no tendrá efecto suspensivo, sin embargo la CRIE podrá dentro del plazo que tiene para resolver el recurso, suspender la ejecución de la resolución de oficio o a petición del recurrente, previa ponderación suficientemente razonada entre el perjuicio que causaría al interés público o a terceros la suspensión, y el perjuicio que se causa al recurrente como consecuencia de la ejecución inmediata de la resolución recurrida.

La CRIE, en caso de encontrar que la suspensión de la resolución afecta a un tercero, podrá inaplicar la resolución solamente respecto del recurrente, mientras se tramita el recurso, siempre que esto sea viable.

1.11.5 **Pruebas**. El recurso de reposición deberá ser resuelto sin más trámite, a menos que, el recurrente haya aportado o solicitado la práctica de cualquier medio probatorio incluyendo opiniones o dictámenes de uno o más expertos, o que para decidir el recurso, la CRIE considere necesario decretar pruebas de oficio. La CRIE resolverá mediante auto no susceptible de recurso alguno, sobre la admisión de las pruebas, tomando en consideración aquellas que sean conducentes, pertinentes y útiles, diligenciando u ordenando la práctica de aquellas que así lo requieran. Los gastos que ocasione la práctica de pruebas correrán por cuenta de quien las solicitó. El costo de la práctica de pruebas decretadas de oficio por la CRIE, será asumido por ésta. Practicadas las pruebas, la CRIE otorgará un plazo de cinco (5) días, para que los que intervienen dentro del procedimiento presenten sus alegatos.

1.11.5.1 Si la prueba consiste en una opinión o dictamen de uno o más expertos, decretada de oficio por la CRIE, aquellos serán designados de una lista de elegibles, registrada previamente en la CRIE. Respecto a cada una de las personas inscritas en la lista, se indicará en ésta, las esferas concretas de experiencia o competencia técnica que la persona tenga.[257]

1.11.5.2 La opinión o dictamen del experto o los expertos, solicitado por el recurrente o decretado de oficio, contendrá la evaluación objetiva del asunto sometido a su conocimiento, el cual será considerado por la CRIE, como una opinión que se valorará de forma conjunta con las demás pruebas del procedimiento y del recurso.

1.11.5.3 Los expertos designados de oficio actuarán a título personal y no en calidad de representantes de un gobierno, de un Operador o agentes del Mercado. Los expertos designados estarán sometidos al régimen de inhabilidades, incompatibilidades y conflicto de interés, previstos en el procedimiento correspondiente que emitirá y aprobará la CRIE para el efecto.

1.11.6 **Plazo para resolver el recurso**. El Secretario Ejecutivo de la CRIE, dentro del plazo de 3 días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente al momento de presentarse el recurso, deberá acusar recibo del mismo. La CRIE, dentro del plazo de treinta (30) días, contados a partir del día hábil siguiente al acuse de recibo del recurso o del vencimiento del plazo otorgado al recurrente para subsanar el recurso, mediante resolución motivada, resolverá el recurso interpuesto o podrá extender este plazo hasta por sesenta (60) días adicionales para practicar pruebas y presentar alegatos. Vencido el plazo o su extensión, sin que se haya notificado la resolución del recurso de reposición contra resoluciones de carácter particular, se entenderá que este ha sido resuelto de forma favorable al recurrente.

En ningún caso operará el silencio positivo frente al recurso de reposición contra resoluciones de carácter general emitidas por la CRIE.

1.11.7. **Resolución del recurso**. Dentro del plazo establecido y mediante resolución motivada, en donde, entre otras, debe señalarse el valor que se le da a las pruebas practicadas conforme a las reglas de la sana critica, la CRIE decidirá acerca del recurso de reposición. Cualquiera sea la decisión adoptada por la CRIE, esta se entenderá definitiva y contra ella no procederá recurso alguno.

1.11.7.1 La CRIE, en la resolución del recurso de reposición contra resoluciones de carácter particular, podrá modificar, confirmar la resolución recurrida o revocarla total o parcialmente. La resolución que se dicte, deberá ser notificada de la misma forma que la resolución impugnada y cobrará firmeza el día hábil siguiente al de su notificación.

1.11.7.2 La CRIE, en la resolución del recurso de reposición contra resoluciones de carácter general, podrá derogar total o parcialmente la resolución recurrida. La resolución que se dicte en ese sentido, deberá ser publicada para que entre en vigor y comenzará a surtir sus efectos al día hábil siguiente.

[257] Vease Resolución CRIE-68-2017, del 23 de noviembre de 2017.

2. Supervisión y Vigilancia del *MER*

2.1 Alcance del Capítulo 2

2.1.1 [258] Este capítulo establece las reglas y procedimientos conforme a los cuales las actividades en el MER y la conducta de los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR serán supervisadas y vigiladas para identificar:

(a) El cumplimiento o conformidad con la Regulación Regional
(b) conductas anómalas o inapropiadas, incluyendo, pero sin limitarse a comportamientos unilaterales o interdependientes que resulten en posibles abusos de poder de mercado o en comportamientos anticompetitivos o especulativos;
(c) defectos y otras ineficiencias de la Regulación Regional, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación eficiente de un mercado competitivo;
(d) fallas en el diseño y la estructura del MER, que den lugar a conductas de mercado inapropiadas o que son contrarias a la operación eficiente de un mercado competitivo;
(e) acciones correctivas que deberán tomarse para mitigar las conductas, defectos, fallas e ineficiencias mencionadas anteriormente.

2.1.2 Los datos y la información, a que se refiere este Capítulo 2, estarán sujetos a las disposiciones de manejo de información en el MER establecidas en el numeral 2.2.[259]

2.2 Vigilancia del Mercado

2.2.1[260] La CRIE supervisará, evaluará y analizará la conducta de los agentes del mercado, los OS/OMS, el EOR y la estructura y funcionamiento del MER, para detectar comportamientos o actividades que den indicios de:

(a) incumplimiento con la Regulación Regional;
(b) comportamientos anómalos o conductas de mercado inapropiadas;
(c) defectos e ineficiencias de la Regulación Regional; y
(d) fallas e ineficiencias en el diseño y estructura del MER.

2.2.2 La *CRIE* establecerá los requisitos de información y aplicará los criterios de evaluación que le permitan cumplir efectivamente las funciones de vigilancia del *Mercado* a que hace referencia el numeral 2.2.1. Los requisitos mínimos de información y criterios de evaluación que deberá utilizar la *CRIE* se describen en el numeral 2.8.

2.2.3 La *CRIE* elaborará un catálogo de "Información para la Vigilancia del Mercado", con base en lo establecido en el numeral 2.8, donde se identifique como mínimo:

a) los datos que requiere obtener del *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*; y

b) los indicadores y criterios que utilizará para evaluar los datos obtenidos.

[258] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[259] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[260] Modificado mediante la Resolución CRIE-01-2018, del 4 de enero de 2018.

2.2.4 La *CRIE* establecerá los procedimientos que empleará para el manejo de los datos que obtendrá o que ella misma producirá para la supervisión y vigilancia del *Mercado*, incluyendo los procedimientos para la protección de información confidencial, sujeto a lo establecido en el numeral 2.2. La *CRIE* podrá revelar información no confidencial que esté relacionada con *agentes del mercado* particulares y que haya sido obtenida con el propósito de llevar a cabo las funciones de vigilancia a que se refiere el numeral 2.2.1.

2.2.5 La *CRIE* publicará el catálogo de información al que se refiere el numeral 2.2.3 y lo notificará al *EOR*, *OS/OMS* y *agentes del mercado*, excepto en los casos que la *CRIE* determine que la publicación del catálogo podría comprometer el ejercicio de sus funciones.

2.2.6 El *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* deberán suministrar a la *CRIE* los datos indicados en el catálogo al que se refiere el numeral 2.2.3, una vez hayan sido notificados o el catálogo haya sido publicado como se establece en el numeral 2.2.5.

2.2.7 La *CRIE* podrá solicitar al *EOR*, a un *OS/OM* o a un *agente del mercado* el suministro de información diferente a la indicada en el catálogo al que se refiere el numeral 2.2.3 y que considere necesaria para cumplir con las actividades descritas en el numeral 2.2.1.

2.2.8 La *CRIE* vigilará permanentemente el comportamiento del *MER* y evaluará y analizará la información del *Mercado* y de los *agentes* que periódicamente recolecte. Nada de lo establecido en este capítulo impedirá a la *CRIE* emprender en cualquier momento las acciones de vigilancia, evaluación o análisis que considere apropiadas.

2.2.9 La *CRIE* elaborará y publicará, por lo menos una vez cada cuatro (4) meses, informes donde describa las actividades de vigilancia y evaluación del *Mercado* llevadas a cabo durante el período precedente y los estudios y análisis realizados sobre situaciones particulares. Una vez al año tales informes contendrán la evaluación general de la *CRIE* sobre el estado de competencia en el *MER* y la eficiencia del mismo, y serán incluidos en el Informe de Diagnóstico del *MER* conforme al *Libro I*.

2.2.10 [261]Cuando las evaluaciones y análisis de la CRIE revelen que podría haber necesidad de tomar medidas correctivas o de mitigación para evitar conductas de mercado inapropiadas, ésta preparará un informe con sus conclusiones y emprenderá las acciones correctivas necesarias, incluyendo pero sin limitarse al inicio de un proceso de modificación del RMER o las Resoluciones de la CRIE o de imposición de una sanción por incumplimiento del mismo o instruir u ordenar a los Agentes del Mercado, a los OS/OMS y el EOR para que corrijan sus actos o sus decisiones derivadas de la aplicación o interpretación de la Regulación Regional.

2.3 Grupo de Vigilancia del Mercado

2.3.1 La *CRIE* establecerá un *Grupo de Vigilancia del Mercado* para asesorarla en el desempeño de las funciones de supervisión y vigilancia del *MER*. El *Grupo de Vigilancia del Mercado* estará compuesto por profesionales con la experiencia, calificaciones e independencia necesarias para el adecuado cumplimiento de sus tareas.

2.3.2 El *Grupo de Vigilancia del Mercado* será conformado por un máximo de tres (3) personas, las cuales deberán tener título profesional y experiencia en los aspectos

[261] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

regulatorios, técnicos y/o económicos de mercados eléctricos competitivos, o en las áreas de derecho, economía y política del sector eléctrico. Los integrantes del *Grupo de Vigilancia* no podrán tener intereses o relaciones directas o indirectas, de cualquier tipo incluyendo las legales, comerciales o parentales, con ningún *agente del MER* o con cualquier gobierno de un *país miembro* o de un *país no miembro* con el cual se tengan *enlaces extraregionales*.

2.3.3 El *Grupo de Vigilancia del Mercado* será contratado como grupo asesor por la *CRIE* y reportará a la Junta de Comisionados. La *CRIE* definirá las funciones, coordinación y administración del *Grupo de Vigilancia del Mercado* en su Reglamento Interno.

2.3.4 En el desempeño de sus funciones y por instrucciones de la *CRIE*, el *Grupo de Vigilancia del Mercado* tendrá acceso completo a los datos e información del *Mercado* disponibles para la *CRIE* y estará sujeto a las consideraciones de confidencialidad señaladas en el *Libro I*. A solicitud de la *CRIE*, el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del MER* suministrarán los datos e información adicional requeridos por el *Grupo de Vigilancia del Mercado* para el desarrollo de sus tareas.

2.4 Investigaciones

2.4.1 [262]La CRIE conducirá las investigaciones que considere apropiadas sobre cualquier actividad en el MER o conducta de un agente del mercado, los OS/OMS y el EOR en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2.2.1, que haya sido reportada a la CRIE o por iniciativa propia.

2.4.2 Cualquier persona que desee que la *CRIE* investigue cualquiera de las situaciones o conductas a que hace referencia el numeral 2.2.1, o cualquier organización o entidad que desee remitir un asunto de ese tipo para análisis a la *CRIE*, deberá presentar una solicitud por escrito especificando:

a) el nombre y dirección de la persona que reporta el asunto;

b) los detalles de la situación o conducta reportada;

c) cualquier información o hechos de soporte del asunto reportado; y

d) la firma de la persona que reporta la situación o conducta, o la firma de un representante debidamente autorizado, acreditando dicha autorización.

2.4.3 La *CRIE* puede rehusarse a iniciar la investigación de una situación o conducta reportada cuando considere que no está debidamente justificada.

2.4.4 Una vez iniciado el estudio, la *CRIE* podrá darlo por terminado si determina que el asunto es

a) carente de relevancia o ha perdido validez; o

b) no es competencia de la *CRIE*.

En tal caso, la *CRIE* documentará su determinación y la notificará a la persona que reportó la situación o conducta. Antes de tomar una decisión conforme a este numeral, la *CRIE* podrá solicitar a la persona que reportó la situación o conducta que proporcione información adicional relacionada con el asunto en cuestión.

[262] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

2.4.5 Cuando la CRIE determine que existen motivos suficientes para someter a investigación la conducta de un agente del mercado, los OS/OMS y el EOR conforme al numeral 2.4.1, notificará al investigado la resolución que decide la investigación. [263]

2.4.6 Para propósitos del desarrollo de investigaciones en cumplimiento de este numeral 2.4, la *CRIE* podrá solicitar a cualquier persona que proporcione información y documentación relevantes para dichos estudios. La solicitud de información o documentación conforme a este numeral 2.4.6 deberá ser realizada por escrito, especificar los detalles del asunto en cuestión, especificar la información o documentación requerida y especificar el plazo para la entrega de la información o documentación solicitada.

2.4.7 Toda información o documentación suministrada a la *CRIE*, conforme a una solicitud realizada según el numeral 2.4.6, deberá ser certificada bajo juramento o declaración legal como correcta y completa por la persona a la cual se dirigió la solicitud o por un representante debidamente autorizado, acreditando dicha autorización.

2.4.8 La negativa de un agente del mercado, o de una filial de éste, de los OS/OMS y el EOR de suministrar la información o documentación solicitada por la CRIE tal como se indica en el numeral 2.4.6 constituirá una infracción al RMER y será tratada como tal. [264]

2.4.9 Al finalizar cualquier investigación contemplada en el numeral 2.4.1, la *CRIE* elaborará un informe escrito donde exponga al menos lo siguiente:

a) la situación objeto de la investigación;

b) los resultados de la investigación;

c) cualquier respuesta dada por un *agente del mercado*; los OS/OMS, el EOR; y

d) las acciones correctivas o de mitigación correspondientes[265].

2.4.10 Cuando la *CRIE* concluya, como resultado de una investigación que debe incluir en el informe señalado en el numeral 2.4.9, que un *agente del mercado* podría estar comprometido en una conducta de mercado impropia, la *CRIE* deberá ponerlo en conocimiento de dicho *agente* antes de elaborar el informe mencionado y darle la oportunidad de responder por escrito a las conclusiones de la *CRIE* en un plazo razonable[266].

2.5 Divulgación de Información

2.5.1 Todo informe preparado por la *CRIE* conforme a lo dispuesto en este Capítulo 2, deberá sujetarse a las disposiciones sobre suministro de información y confidencialidad establecidas en el numeral *Libro I*.

2.5.2 La *CRIE* podrá preparar, cuando lo considere conveniente y para someter a consideración de otras personas, una versión editada de los informes a que se refiere el numeral 2.5.1, removiendo toda la información confidencial.

2.5.3 De todo informe preparado por la CRIE conforme al numeral 2.4.9, con relación a la conducta de un agente del mercado o los OS/OM o el EOR, deberá entregarse una copia

[263] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[264] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[265] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[266] Modificado mediante la Resolución CRIE-01-2018, del 4 de enero de 2018.

al involucrado. Cuando dicho informe contenga información confidencial relacionada con uno o más involucrados, la CRIE preparará el número de versiones editadas que sea necesario para garantizar que la versión recibida por cada uno no contenga información confidencial de cualquier otro. [267]

2.5.4 Cualquier informe preparado por la *CRIE* conforme a este Capítulo 2 y que no contenga información confidencial relativa a un *agente del mercado* deberá ser publicado por la *CRIE* conforme lo dispuesto en el numeral *Libro I*, a menos que la *CRIE* considere que tal publicación podría interferir con el desarrollo de sus funciones.

2.5.5 Las versiones editadas de los informes descritos en el numeral 2.5.2 podrán ser publicadas por la *CRIE* conforme lo dispuesto en el numeral *Libro I*, a menos que la *CRIE* considere que tal publicación podría interferir con el desarrollo de sus funciones.

2.6 Atribuciones de la *CRIE*

2.6.1 [268]En desarrollo de las actividades de supervisión y vigilancia del Mercado y como resultado de las investigaciones descritas en el numeral 2.4, la CRIE considerará adoptar las siguientes medidas para corregir o mitigar las situaciones detectadas:

(a) iniciar un proceso de modificación al RMER o las resoluciones de la CRIE, según lo establecido en el numeral Libro I;

b) iniciar el procedimiento para la imposición de sanciones a un agente del mercado por incumplimiento del RMER, según lo establecido por el Reglamento para la aplicación del Régimen Sancionatorio de la CRIE.

(c) instruir u ordenar a los Agentes del Mercado, a los OS/OMS y el EOR para que corrijan sus actos o sus decisiones derivadas de la aplicación o interpretación de la Regulación Regional.

2.6.2 [269]Cuando, durante el curso de sus actividades, la CRIE considere que un agente del mercado o un OS/OMS y EOR podría estar actuando en contra o en incumplimiento de la autoridad legal en la jurisdicción de una organización, organismo o tribunal, incluyendo, pero sin limitarse a la entidad reguladora del país en que reside el agente, deberá informar dicha situación a la organización, organismo o tribunal en cuestión.

2.6.3 Cuando en el desarrollo de sus investigaciones, la CRIE detecte la ocurrencia de alguna de las situaciones indicadas en los numerales 2.2.1 o 2.6.2, el informe preparado conforme al numeral 2.4.9 deberá incluir, según corresponda:

(a) recomendaciones con respecto a cualquier modificación al RMER requerida;

(b) recomendaciones para que se inicie el proceso de aplicación de sanciones por incumplimiento del RMER;

(c) una recomendación para remitir el caso a la organización, organismo o tribunal con jurisdicción sobre el mismo;

[267] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[268] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[269] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

(d) [270]instruir u ordenar a los Agentes del Mercado, a los OS/OMS y el EOR para que corrijan sus actos o sus decisiones derivadas de la aplicación o interpretación de la Regulación Regional.

2.6.4 Cuando la *CRIE* determine que se requiere una acción urgente sobre unas de las situaciones a que hace referencia el numeral 2.2.1 o 2.6.2, podrá realizar un informe inicial donde recomiende la adopción provisional de alguna de las acciones establecidas en el numeral 2.6.3.

2.6.5 [271]En cumplimiento de sus responsabilidades bajo este Capítulo 2, la CRIE podrá hacer consultas y cooperar con organismos gubernamentales, de regulación y otras autoridades con jurisdicción sobre un agente del mercado o un OS/OMS o el EOR.

2.6.6 Cuando conforme al numeral 2.6.3 se recomiende la iniciación del proceso de aplicación de sanciones por incumplimiento del *RMER*, éstas deberán corresponder con las sanciones previstas en el Capítulo 1 para los casos de abusos de poder de mercado y prácticas anticompetitivas, incluyendo pero sin limitarse a una orden para que el *agente* cese el acto o práctica constitutiva del abuso o la imposición de requisitos de registro y reporte de información adicionales.

2.6.7 En caso que según lo previsto en el numeral 1.5 la *CRIE* resuelva, en el procedimiento de aplicación de sanciones la imposición de una multa, ésta se fijará de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 1.4.3. Conforme al numeral 1.5.7, la multa deberá estar directamente relacionada con los beneficios económicos que el *agente de Mercado* haya obtenido por medio de conductas de mercado impropias y será lo suficientemente onerosa para disuadir al *agente* de repetir dichas conductas en el futuro.

2.6.8 En casos de repetidos abusos de poder de mercado, la *CRIE* estudiará la aplicación de medidas de mitigación del mismo, incluyendo pero sin limitarse a la imposición de topes de precio al *Mercado* o a las ofertas de los *agentes* o de límites más estrictos de separación de las actividades comerciales de los *agentes* del *MER*.

2.6.9 Si un *agente del mercado* se rehúsa a acatar y someterse a las decisiones adoptadas por la *CRIE* respecto de conductas anticompetitivas, ésta procederá a ordenar la suspensión del *agente* del *MER*, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 1.4.5.

2.6.10 La *CRIE* establecerá y ajustará anualmente, con base en análisis de la estructura y funcionamiento del *MER*, los porcentajes máximos de capacidad instalada y de demanda de los *agentes*.

2.6.11 Para el cálculo de los límites máximos de integración horizontal señalados en el numeral 2.6.10 se deberá considerar tanto la propiedad directa como la indirecta de los *agentes*, entendiendo como tal aquélla que se tiene a través de empresas subsidiarias o afiliadas comercialmente.

2.6.12 Los límites de integración deberán cumplirse tanto al inicio de operación del *MER* como cuando se presenten adquisiciones, fusiones u otras operaciones posteriores. Si se violan los límites máximos, la *CRIE* iniciará el procedimiento de investigación y sanción establecido en el Capítulo 1.

2.6.13 Al inicio de operaciones del *MER* bajo este *RMER*, se aplicarán los siguientes límites máximos de integración:

[270] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.
[271] Modificado mediante la Resolución CRIE-51-2017, del 27 de octubre del 2017.

a) A la propiedad directa como indirecta de los *agentes*: el 25% de la suma de la capacidad instalada en los *países miembros* del MER.

b) A la propiedad directa como indirecta de los *agentes*: el 25% de la suma de la demanda máxima de los *países miembros* del MER.

2.7 Otras Disposiciones

2.7.1 La *CRIE* podrá convocar y contratar los servicios de consultoría o asesoría de expertos externos que considere necesarios para asistirla en el desempeño de las actividades de supervisión y vigilancia del *Mercado* descritas en este Capítulo 2. Los consultores y asesores externos deberán firmar un acuerdo de confidencialidad en los términos que sean requeridos por la *CRIE*.

2.7.2 Los *agentes del mercado* y las partes interesadas podrán solicitar a la *CRIE* que suministre de manera agregada información recolectada o producida en el desarrollo de sus funciones de vigilancia del *Mercado* descritas en el numeral 2.2.1 y cuya divulgación no sea responsabilidad del *EOR* en cumplimiento del presente *RMER*, a menos que a criterio de la *CRIE* tal divulgación pueda interferir con el desarrollo de sus funciones. Si el suministro de la información impone costos significativos a la *CRIE*, éstos podrán ser recuperados mediante el cobro de un cargo para cubrir dichos costos a los *agentes* o partes interesadas que solicitan la información.

2.7.3 Las actividades de supervisión y vigilancia del *Mercado* serán auditadas periódicamente de acuerdo con procedimientos adoptados por la *CRIE*.

2.8 Información y Criterios para la Vigilancia del *Mercado*

2.8.1 Introducción

2.8.1.1 Para los propósitos de las actividades de vigilancia del *Mercado* realizadas por la *CRIE*, este numeral 2.8 establece:

a) los datos e información que deben ser proporcionados a la *CRIE* por el *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado*;

b) los análisis que deben ser realizados por la *CRIE* para detectar la existencia y abuso de poder de mercado en el *MER*;

c) las conductas de los *agentes del mercado* que justifican la implementación de medidas de mitigación del poder de mercado; y

d) los criterios a ser empleados por la *CRIE* para determinar si un *agente del mercado* ha abusado de su posición de *Mercado*.

2.8.1.2 El numeral 2.8 constituye la base del catálogo de información establecido en el numeral 2.2.3. La *CRIE* revisará y actualizará la información contenida en el catálogo como considere conveniente para garantizar la efectividad de las actividades de vigilancia del *Mercado*.

2.8.1.3 Cuando se superen los umbrales establecidos en el numeral 2.8.9, la *CRIE* investigará la conducta del *agente del mercado* involucrado y elaborará un informe al respecto. Lo anterior no impedirá que la *CRIE* realice estudios sobre la conducta de un *agente del mercado* cuando lo considere apropiado, aún cuando no haya excedido los umbrales establecidos.

2.8.1.4 Si como resultado de la revisión y estudios a que se refiere el numeral 2.8.1.3 se concluye que un *agente del mercado* podría haber abusado de su posición de poder de mercado o incurrido en cualquier otra conducta de mercado impropia, el informe respectivo recomendará las medidas correctivas o de mitigación que se deben adoptar.

2.8.2 Datos e Información del *Mercado*

2.8.2.1 Los *OS/OMS* suministrarán al *EOR* y la *CRIE* la documentación que describa la metodología utilizada para presentar las ofertas de inyección y retiro de energía en el *Mercado de Oportunidad Regional* con base en los procesos de despacho nacionales.

2.8.2.2 El *EOR* suministrará a la *CRIE* los *precios de mercado* y las cantidades vendidas de cada producto o servicio transado en el *MER*, para cada nodo y para cada *período de mercado*. La *CRIE* llevará el registro de diferentes promedios móviles de tiempo para cada producto o servicio.

2.8.2.3 El *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* a través de sus respectivos OS/OMS pondrán a disposición de la *CRIE* la información relacionada con las congestiones de transmisión, incluyendo:

a) sobrecostos por las congestiones de transmisión;

b) titulares de *derechos de transmisión* y *agentes* transmisores relacionados con los tramos congestionados;

c) localización, tiempo de ocurrencia, frecuencia y recurrencia de las congestiones;

d) causas y manejo de las congestiones

e) presencia de congestiones nuevas o inesperadas.

2.8.3 Datos e Información de los *Agentes*

El *EOR*, los *OS/OMS* y los *agentes del mercado* a través de sus *OS/OMS* pondrán a disposición de la *CRIE* los datos e información relacionados con las ofertas de cada *agente del mercado*, incluyendo:

a) todos los datos correspondientes a las ofertas presentadas al *Mercado de Oportunidad Regional*, incluyendo los precios y capacidad de unidades ofertados por el *agente* y todas las condiciones de las ofertas que sean aplicables.

b) todos los cambios y modificaciones que se presenten, tales como redeclaraciones de disponibilidad de unidades, desviaciones entre los niveles de despacho requeridos y las inyecciones reales de energía y las diferencias entre los retiros programados y la demanda en tiempo real, así como su correlación con los precios del mercado.

c) los tiempos de ocurrencia y frecuencia de eventos significativos por indisponibilidades, retiro de unidades e interrupciones de energía programadas y/o forzadas, por períodos de tiempo y correlación con los precios del mercado.

2.8.4 Análisis de los Precios del *Mercado*

La *CRIE* realizará los siguientes análisis relacionados con los precios del *MER*:

a) Establecer referencias históricas de los precios de mercado para períodos apropiados; es decir, períodos de pico/ fuera de pico, estación húmeda/ seca, y otros.

b) Establecer precios de mercado "competitivos" para periodos apropiados mediante simulaciones de la operación del mercado.

c) Comparar y establecer relaciones entre los precios históricos de referencia del mercado con los precios "competitivos" estimados.

d) Comparar los precios de mercado recientes con los precios históricos de referencia y con los precios "competitivos" simulados, teniendo en cuenta las relaciones entre precios que se hayan establecido.

e) Para realizar las comparaciones anteriores se calcularán márgenes porcentuales de índices de precios, tomando como referencia los precios históricos y los precios "competitivos" descritos.

d) Además de los análisis anteriores, se deberán establecer relaciones entre los precios del *MER* y los precios de los mercados nacionales, entre los precios de los distintos productos y servicios comercializados en el *MER*, relaciones con los precios históricos anteriores a la operación del *MER* bajo el *RMER* y relaciones de los precios con las cantidades ofertadas.

2.8.5 Análisis de la Fijación de Precios

La *CRIE* analizará la frecuencia con la que cada *agente del mercado* fija precios de nodo del *Mercado* o presenta ofertas cercanas a los precios del *Mercado*:

a) por períodos de tiempo; en períodos de alta y baja demanda, durante períodos de congestiones de transmisión, durante interrupciones mayores de generación o transmisión, durante períodos de baja disponibilidad de recursos de generación, y otros;

b) la correlación con la ocurrencia de congestiones de transmisión;

c) la correlación con relaciones inusuales de precios entre distintos productos del *Mercado*; y

d) la correlación con varios segmentos de la curva de ofertas de precios del *mercado*.

2.8.6 Análisis de la Estructura del *Mercado*

La *CRIE* realizará los siguientes análisis relacionados con la estructura y concentración del *Mercado*:

a) Evaluar la composición del *Mercado* usando índices u otras medidas cuantitativas de concentración de mercados. Para este propósito se considerarán las participaciones de mercado de los *agentes del MER.*

b) Evaluar las participaciones de mercado de los *agentes*, midiendo la participación combinada de los *agentes* más grandes del *Mercado*.

c) Evaluar índices de suministro residual, considerando la cantidad total de suministro en competencia cuando se excluyen determinados *agentes del mercado*.

2.8.7 Análisis del comportamiento de los *Agentes del Mercado*

La *CRIE* realizará los siguientes análisis relacionados con el comportamiento de los *agentes del mercado*:

a) comparar la información de las ofertas de precio con los datos históricos (antes de la operación del *MER*) de ofertas y costos de generación, por *agente del mercado* y por unidad de generación;

b) comparar las ofertas de precios con información de costos incluyendo datos históricos, datos de costos suministrados por los *agentes del mercado*, costos estimados para tecnologías de generación similares, precios de combustibles, y otros;

c) comparar las ofertas de precios con los costos marginales de generación estimados considerando los márgenes sobre dicho costo de las ofertas;

d) determinar la correlación entre la disponibilidad o las cantidades ofrecidas y los precios del *Mercado*;

e) determinar el porcentaje de las ofertas de un agente del mercado que son aceptadas (despachadas) durante distintos períodos de mercado;

f) comparar los datos de las ofertas de precios de un agente del mercado para distintos productos: energía, servicios auxiliares, y otros;

g) comparar las ofertas entre períodos de tiempo de altos y bajos márgenes de reserva de generación, entre períodos con congestión y sin congestión;

h) comparar las ofertas realizadas durante períodos de tiempo en los cuales el agente del mercado pudiera haber tenido acceso exclusivo a información sobre la operación del Mercado, tal como interrupciones de servicio en instalaciones de generación o transmisión;

i) estudiar la relación entre los datos de las ofertas de precios con los períodos de demanda;

j) comparar la información de ofertas con la estrategia esperable de acuerdo con la posición de mercado del agente (como comprador o vendedor);

k) comparar los patrones de las ofertas de varios agentes del mercado, durante períodos de mercado similares o diferentes; y

l) comparar la información de indisponibilidades o interrupciones de servicio con la frecuencia histórica de indisponibilidad e interrupciones del agente y con la frecuencia correspondiente de agentes similares.

2.8.8 Conductas de los *Agentes*

2.8.8.1 La *CRIE* considerará aplicar medidas de mitigación cuando determine que un *agente* tiene poder de mercado y se ha conducido de una manera inconsistente con el comportamiento esperado en un mercado competitivo, conducta que haya resultado o pueda resultar en cambios significativos en los precios del *MER.*

2.8.8.2 Las conductas que podrán justificar la aplicación de medidas de mitigación incluyen la retención física, la retención económica y la producción antieconómica, tal como se describe más adelante. En todos los casos siempre deberá asumirse que los *agentes del mercado* actúan de manera tal que esperan obtener ganancias como resultado de su actuación.

2.8.8.3 Se presenta retención física cuando un *agente del mercado* no ofrece a la venta capacidad de generación utilizable en el *MER*, incluyendo pero sin limitarse a los siguientes casos:

a) la declaración falsa de salidas de servicio forzadas de sus instalaciones de generación;

b) negarse a ofrecer generación a la venta cuando tendría el interés económico de hacerlo; o

c) operar sus unidades en tiempo real de manera que su generación sea significativamente inferior a las instrucciones de despacho dadas por el *EOR* o los *OS/OMS*.

2.8.8.4 Se presenta retención económica cuando un *agente del mercado* presenta ofertas de inyección a precios que son injustificadamente altos, de manera que no sea despachado o que su oferta fije precios de *mercado* en niveles inaceptablemente altos. Igualmente se presenta retención económica cuando un *agente del mercado* con contratos regionales presenta ofertas de retiro a precios que son injustificadamente altos de manera que su oferta fije el precio del mercado en el nodo de retiro en niveles inaceptablemente altos.

2.8.8.5 En el caso de retención económica por ofertas de retiro, la CRIE podrá limitar las cantidades del compromiso contractual utilizadas para efectos de la conciliación de transacciones al máximo valor atendible en el nodo de retiro.

2.8.8.6 Se presenta producción antieconómica cuando un *agente del mercado* incrementa su generación a niveles de producción que serían antieconómicos con el objeto de originar y obtener beneficios económicos por restricciones de transmisión.

2.8.8.7 La *CRIE* supervisará la operación del *MER* considerando otros tipos de conducta, bien sea de uno o de varios *agentes del mercado* actuando en colusión tácita o explícita, que tengan efectos significativos sobre los precios del *MER*. La *CRIE* podrá modificar el listado de conductas señaladas en este numeral 2.8.8 de la manera que considere conveniente.

2.8.9 Criterios y Umbrales

2.8.9.1 Los análisis señalados en los numerales 2.8.4 a 2.8.7 ayudarán a la *CRIE* a identificar comportamientos inapropiados de los *agentes del mercado* que justifiquen la implementación de medidas de mitigación. La *CRIE* evaluará la necesidad de adoptar medidas de mitigación del poder de mercado con base en los índices y umbrales identificados en este numeral 2.8.9.

2.8.9.2 La *CRIE* empleará los siguientes umbrales para identificar la posible ocurrencia de retención física en el *Mercado*.

a) retenciones que exceden el 20% de la capacidad de una unidad de generación

b) retenciones que exceden el 15% de la capacidad de generación ofertada por un *agente del mercado*; o

c) la *operación en tiempo real* de una unidad de generación a un nivel menor del 75% de la instrucción de despacho dada por el *EOR* y/o un *OS/OM* para la unidad.

2.8.9.3 Las cantidades que se consideren físicamente retenidas no incluirán la generación fuera de servicio causada por salidas forzadas, siempre que sean sujetas a verificación por parte del *EOR* y/o un *OS/OM*, o por salidas programadas por causa de mantenimientos aprobados por el *EOR*.

2.8.9.4 Una línea de transmisión se considerará retenida físicamente si está fuera de servicio sin la aprobación del *EOR* y/o un *OS/OM* y contribuye a la congestión de la red de transmisión. Una línea de transmisión no se considerará retenida físicamente si está fuera de servicio a causa de una salida forzada, sujeto a la verificación por parte del *EOR* y/o un *OS/OM*, o a causa de una salida programada por mantenimiento prevista en la programación de mantenimientos del *EOR* y el *OS/OM*.

2.8.9.5 [272]La *CRIE* empleará como umbral para identificar la posible ocurrencia de retención económica en el *Mercado* un porcentaje de aumento del 150% sobre el nivel de referencia de las ofertas de precios.

2.8.9.6 [273]El nivel de referencia para una oferta de inyección o retiro de energía señalado en el numeral 2.8.9.5 se calculará, en orden de prioridad, considerando lo siguiente:

a) el promedio de las ofertas aceptadas del *agente* durante los 90 días anteriores, para *periodos de mercado* similares y ajustadas por cambios en los precios de combustible, el valor del agua u otros costos;

b) el promedio, durante los 90 días anteriores, del *precio nodal* del mercado en el nodo de inyección o retiro correspondiente para las horas en que la oferta fue aceptada, ajustado por cambios en los precios de combustible, el valor del agua u otros costos; o

c) el promedio de los precios de energía de los contratos regionales suscritos por el *agente del mercado* que efectuó las ofertas bajo examen, siempre que dichos precios hayan sido acordados antes del período que se examina.

2.8.9.7 Si, debido a la insuficiencia de datos, no se pueden calcular niveles de referencia para las ofertas de precios de un *agente del mercado* en particular, la *CRIE* determinará un nivel de referencia con base en los costos estimados de generación u otros costos, teniendo en cuenta la información suministrada por el *agente del mercado*, o un promedio adecuado de las ofertas competitivas presentadas por *agentes* similares en el *MER*.

2.8.9.8 La *CRIE* empleará los siguientes umbrales para identificar la posible ocurrencia de producción antieconómica en el *Mercado*:

a) energía inyectada a un precio nodal inferior al 50% del nivel de referencia correspondiente y que contribuye a la congestión de la red transmisión; o

[272] La Resolución CRIE-P-21-2014, del 05 de septiembre de 2014, establece la forma de aplicación de este numeral.

[273] La Resolución CRIE-P-21-2014, del 05 de septiembre de 2014, establece la forma de aplicación de este numeral.

b) inyecciones de energía que excedan el 125% del nivel indicado por el *EOR* y/o *OS/OM* y contribuye a la congestión de la red de transmisión.

2.8.9.9 El nivel de referencia indicado en el numeral 2.8.9.8 se calculará de la misma manera descrita en el numeral 2.8.9.6.

Libro V
Disposiciones Transitorias

1. Aspectos Transitorios Relacionados con el Libro I del RMER

1.1 Programa de Aplicación Gradual

1.1.1 El EOR, en coordinación con los OS/OM, elaborará un programa de aplicación gradual para el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en el numeral 3.5 del Libro I del *RMER*.

1.1.2 En el plazo de un (1) año contado a partir de la aprobación del *RMER*, el EOR someterá a la aprobación de la CRIE el programa de aplicación gradual a que se refiere el numeral 1.1.1 de este Libro.

2. Aspectos Transitorios Relacionados con el Libro III del RMER

2.1 Ingreso Autorizado a los Agentes Transmisores

2.1.1 [274]Hasta tanto la *CRIE* defina los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento como un porcentaje del costo estándar de cada instalación, del que trata el Numeral 9.2.3 (b) del Libro III del *RMER*, se utilizará el 3%.

2.2 Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional (STPR)

2.2.1 [275]Hasta tanto la *CRIE* determine la metodología de cálculo del excedente del consumidor, de la que trata el Numeral 10.4.1 del Libro III del *RMER*, la función objetivo de la planificación regional será minimizar el valor presente de los costos de abastecimiento que permiten atender la demanda proyectada.

Los costos de abastecimiento incluyen entre otros: costos variables de combustible, operación y mantenimiento; costo de la energía no suministrada; inversiones incrementales en transmisión; gastos incrementales de operación y mantenimiento en transmisión y, si la extensión del horizonte de análisis lo hiciera necesario, inversiones y gastos incrementales en generación.

2.3 [276]Costo de la Energía no Suministrada

2.3.1 Hasta tanto la CRIE desarrolle y apruebe la metodología de que trata el Numeral 10.8.1 del Libro III del RMER, los costos de la Energía no Suministrada serán los valores vigentes en cada país.

---

[274] Modificado mediante la Resolución CRIE-02-2009, del 10 de diciembre de 2009 y CRIE-P-19-2013, del 20 de noviembre de 2013 y posteriormente mediante la Resolución CRIE-54-2016, del 22 de septiembre de 2016 se aprobó la Metodología de cálculo de los costos de administración, operación y mantenimiento, aplicable a la Línea SIEPAC.

[275] Mediante la Resolución CRIE-32-2018, del 26 de febrero de 2018 se adicionó al Libro III, el Anexo M "*Metodología para el Cálculo del Excedente al Consumidor*".

[276] Mediante la Resolución CRIE-33-2018, del 26 de febrero de 2018 se adicionó al Libro III, el Anexo L *"Metodología de Cálculo del Costo de la Energía no Suministrada".*

2.4 Organización de las Subastas de Derechos de Transmisión

2.4.1 A partir de la vigencia de este Reglamento, se subastarán inicialmente las siguientes cantidades de Derechos de Transmisión:

a) Primer año: 25% del total de los DT disponibles en subastas por períodos de validez mensuales; 25% del total de los DT disponibles en subastas por períodos de validez de un (1) año.

b) A partir del segundo año: El porcentaje de los DT disponibles que determine la CRIE para las subastas anuales o mensuales.

2.5 Responsabilidades Adicionales del EOR

2.5.1 El EOR elaborará en un plazo máximo de dos (2) años a partir de la aprobación de este reglamento, y someterá a la aprobación de la CRIE, una reglamentación para la planificación, diseño, instalación, mantenimiento y auditoria de los sistemas de protección.

2.6 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

2.6.1 El EOR en coordinación con los OS/OM elaborará, a partir de la aprobación de este reglamento, un programa de cumplimiento gradual de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño que se establecen en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. Este programa de cumplimiento gradual será sometido a la aprobación de la CRIE.

2.6.2 Al cumplirse el primer año de la operación del MER bajo el presente reglamento, el EOR realizará una evaluación técnica y económica de los criterios y parámetros definidos en este numeral para establecer la conveniencia de modificarlos, complementarlos o ajustarlos. Si se considera necesario realizar modificaciones, estas deberán ser sometidas a la aprobación de la CRIE.

2.7 Objetivos de Calidad de Servicio

2.7.1 Los Objetivos de Calidad que establece el Numeral 6.2.1 del Libro III del RMER, deberán ser propuestos por el EOR a la CRIE en un plazo no mayor a dieciocho (18) meses contados a partir de la aprobación del RMER.

II

En tanto entra en vigencia plena el presente Reglamento: los Agentes del Mercado Eléctrico de América Central, los Operadores del Sistema y Mercado nacionales, el Ente Operador Regional, los reguladores nacionales, podrán presentar observaciones, comentarios y sugerencias que permitan enriquecer el contenido del presente instrumento jurídico; sobre los cuales la CRIE resolverá lo que corresponda, luego de efectuar el análisis correspondiente.

III

VIGENCIA. El Reglamento de El Mercado Eléctrico Regional, entrará en vigencia plena, hasta la puesta en operación de la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países

de América Central (SIEPAC), para lo cual la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica de América Central emitirá la resolución declaratoria de la puesta en operación de la línea; sin embargo, el Ente Operador Regional deberá implementar, a partir de la presente fecha y a través de la aplicación gradual hasta la entrada en vigencia plena, los conceptos, mecanismos, metodología y modelos necesarios y procedentes, actividad ésta que será auditada por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica[277].

Dado en la Ciudad de Panamá, el quince de diciembre de dos mil cinco.

[277] Mediante la Resolución CRIE-P-23-2012, del 23 de noviembre de 2012 se declaró la puesta en operación comercial por tramos de la Línea SIEPAC. Esta resolución declaró la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.