

Regulación del Sistema Regional de Transmisión

Ing. Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

Seminario Sobre Transmisión de Energía Eléctrica
Ciudad de Panamá, Panamá, 7 de marzo de 2013

Contenido

- Breve Historia del MER
 - Desarrollo Regulatorio del MER
 - Propósito del MER
 - Institucionalidad en el MER
 - Objetivos del MER
- El Tratado Marco y la CRIE
- La CRIE y la Regulación del MER
- Responsabilidades de la CRIE
- Regulación Técnica de la Transmisión
 - Red de Transmisión Regional
 - Coordinación de Acceso Libre a la RTR
 - Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
 - Servicios Auxiliares
 - Estudios Eléctricos
 - Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión Regional
- Regulación Comercial de la Transmisión
 - Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional SPTR
 - Sistema Tarifario
 - Ingreso Autorizado Regional
 - Derechos de Transmisión

Breve Historia del MER

1986-
2002

- Sistema Eléctrico Regional funciona como 2 Bloques separados: **Bloque Norte** (Guatemala – El Salvador) y **Bloque Sur** (Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá): intercambio de excedentes de energía y de emergencia, comisiones binacionales para conciliación de intercambios, liquidación de energía por devolución de bloques equivalente.

1991

- Dentro del **SICA**, los Estados manifestaron su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el **desarrollo de un MER competitivo**, a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales.

1996

- Tomando en cuenta que los Presidentes de los seis países de América Central, declararon de la máxima prioridad las necesidades de materialización del proyecto SIEPAC, el 30 de diciembre de 1996 suscribieron el **Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central**.

1998

- Ratificación del Tratado Marco, Primer Protocolo.

Breve Historia del MER

2002

- Entra en operación en julio 2002 la interconexión **El Salvador-Honduras**
- Establecimiento de la sede de CRIE en Guatemala y del EOR en El Salvador;
- Aprobación del **Reglamento Transitorio del MER -RTMER-**
- Cargo por el servicio de operación del sistema y administración del MER brindado por el EOR

2005

- Aprobación del **Reglamento del Mercado Eléctrico Regional -RMER-**, el cual entrará en vigencia plena con la puesta en operación del proyecto SIEPAC.

Breve Historia del MER

2007

- **Aprobación del Segundo Protocolo.** El artículo 4 reformó el artículo 12 del TM, con un párrafo adicional que dice: «Los sistemas interconectados nacionales de la región, que conjuntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones del MER, integran la RTR)

2013

- **Proyecto SIEPAC:** sistema troncal de aprox. 1800 km de líneas de transmisión en 230 kV y capacidad de transporte de cerca de 300 MW.
- A enero 2013 se han instalado 1664 km del Proyecto SIEPAC ($\approx 92.7\%$), quedando pendiente 130.8 km.

2013

- Arranque del MER bajo el **RMER + Procedimiento de Detalle Complementario –PDC-**.

Propósito del MER

- Libro I, 1.3.1 RMER: 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.



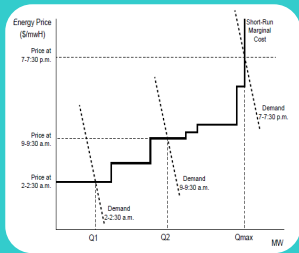
MER

RTR

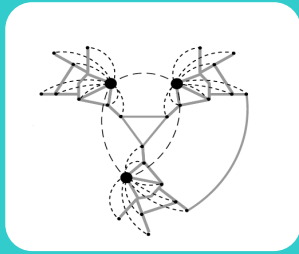
MN (6)

Agentes

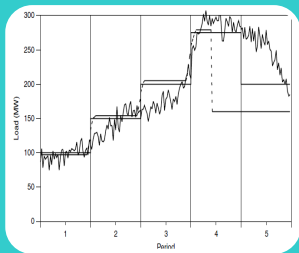
Objetivos del MER



- Optimización de los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad
- Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional

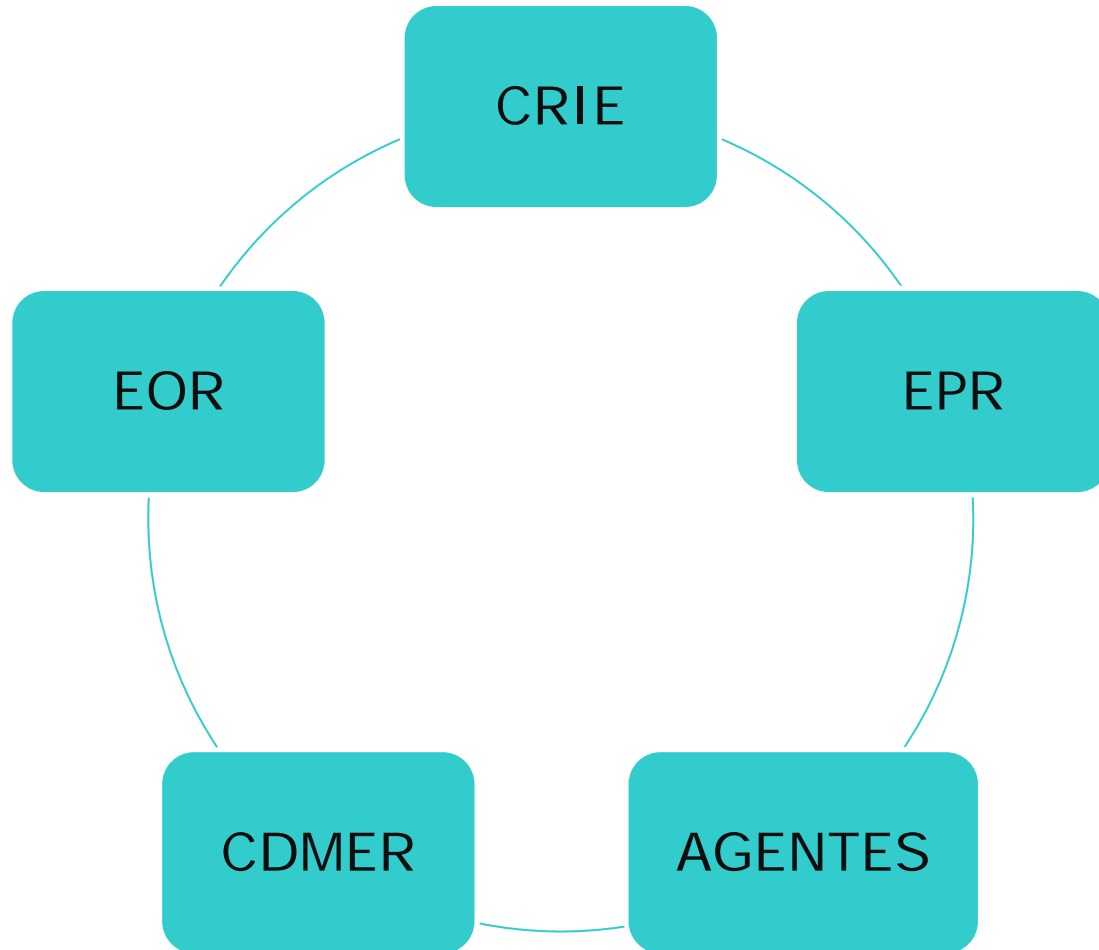


- Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional
- Aumentar la *confiabilidad* y eficiencia económica en el suministro de electricidad



- Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño
- Promover la participación competitiva del sector privado

Institucionalidad en el MER



El Tratado Marco y la CRIE:

El rol de la CRIE en el ámbito del MER de acuerdo al Tratado Marco es:

Artículo 19. La CRIE es el ente regulador del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia....

Artículo 21. Para cumplir con sus objetivos y funciones, la CRIE estará compuesta por un comisionado por cada país miembro, designado por su respectivo Gobierno por un plazo de cinco años prorrogables. La CRIE contará con la estructura técnica y administrativa que requiera.

La CRIE y la Regulación del MER

Los objetivos generales de la CRIE son:

Hacer cumplir el Tratado Marco del MER, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.

Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento.

Promover la competencia entre los agentes del Mercado.

La CRIE y la Regulación del MER

Entre las facultades de la CRIE se pueden mencionar:

Aprobar los reglamentos necesarios para regular la administración y operación del MER

Resolver sobre las autorizaciones establecidas en la Regulación Regional

Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales

Aprobar las tarifas por el uso de la RTR

Aprobar cargos por el servicio de operación del sistema provisto por el EOR

La CRIE y la Regulación del MER

En diciembre del año 2005 la CRIE, en cumplimiento a lo establecido por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, específicamente en los artículos 22 y 23 literales a, d y e, aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – RMER -, el cual se estructura de la siguiente manera:

Libro I: De los aspectos generales.

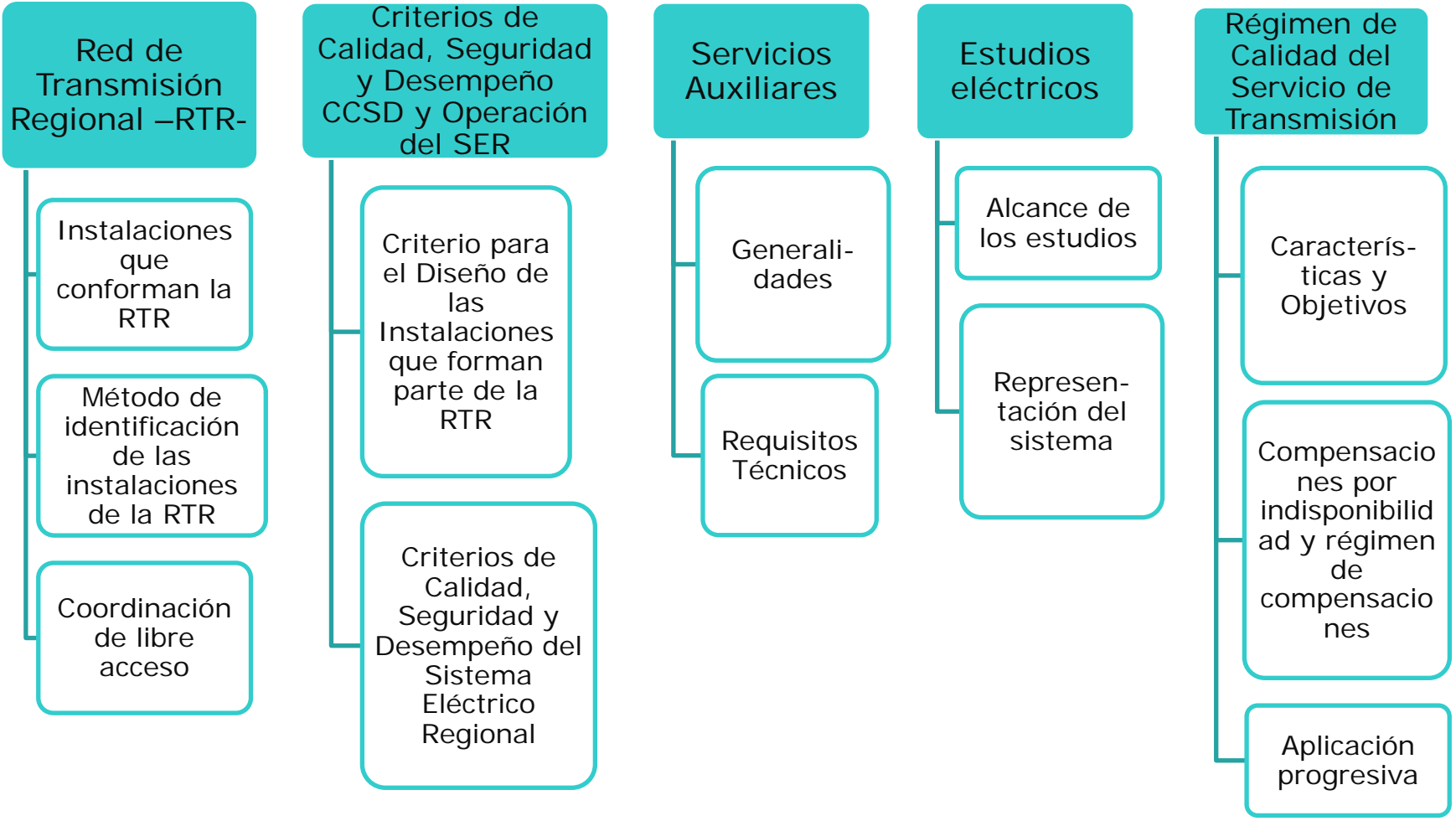
Libro II: De la Operación Técnica y Comercial

Libro III: De la Transmisión

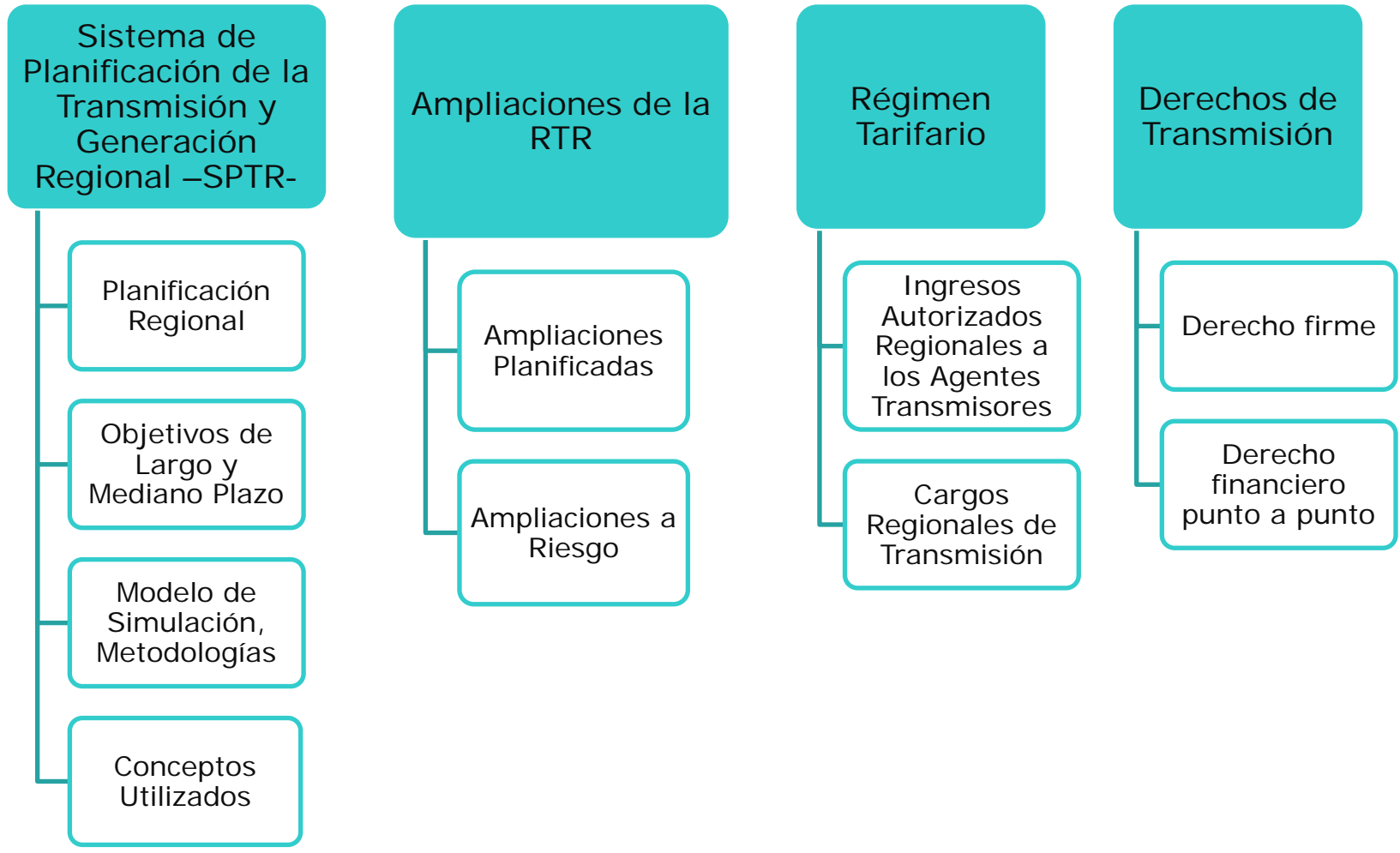
Libro IV: De las Sanciones y Controversias

Libro V: Disposiciones Transitorias

Regulación Técnica de la Transmisión:



Regulación Comercial de la Transmisión



Regulación Técnica de la Transmisión:

Red de Transmisión Regional –RTR–

Instalaciones que conforman la RTR

Método de identificación de las instalaciones de la RTR

Utilidad

Líneas de Interconexión entre países miembros, Ampliaciones Planificadas, SIEPAC, líneas del SIN esenciales para el MER

El EOR es el responsable de la identificación RTR por medio de una metodología

Establecer nodos donde presentar ofertas al MER, nodos para asignar DT, verificar la calidad, donde el EOR puede ejercer acciones de control y para establecer y calcular los CURTR y los CVT

Regulación Técnica de la Transmisión:

Coordinación del Libre Acceso a la RTR

Presentación de solicitudes de conexión

Anexar:
Estudios Eléctricos según RMER (EOR proporciona BDT), Estudios Ambientales, Permiso de Conexión del ATN, Autorización, permiso o concesión de Autoridad Competente Nacional, Constancia de cumplimiento de requerimientos de operación

Evaluación de Solicitud de Conexión

CRIE encomienda a EOR a realizar análisis técnico del estudio eléctrico. EOR consulta al ATN y al OS/OM.
En caso de aprobación de los estudios técnicos, se solicita Constancia del RN

Autorización de la Puesta en Servicio de Conexión

Autorizada por el EOR del diseño de detalle de conexión: características de instalaciones, protecciones, equipo de control, etc.

Regulación Técnica de la Transmisión:

Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

Criterios de Diseño de las Instalaciones de la RTR

Al año de vigencia del RMER, EOR presentará propuesta de normas unificadas (IEC, ANSI, ISO, etc.) de operación que cumpla con CCSD.

Criterios de Calidad

Requisitos técnicos mínimos de voltaje y frecuencia, con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales de operación.

Criterios de Seguridad

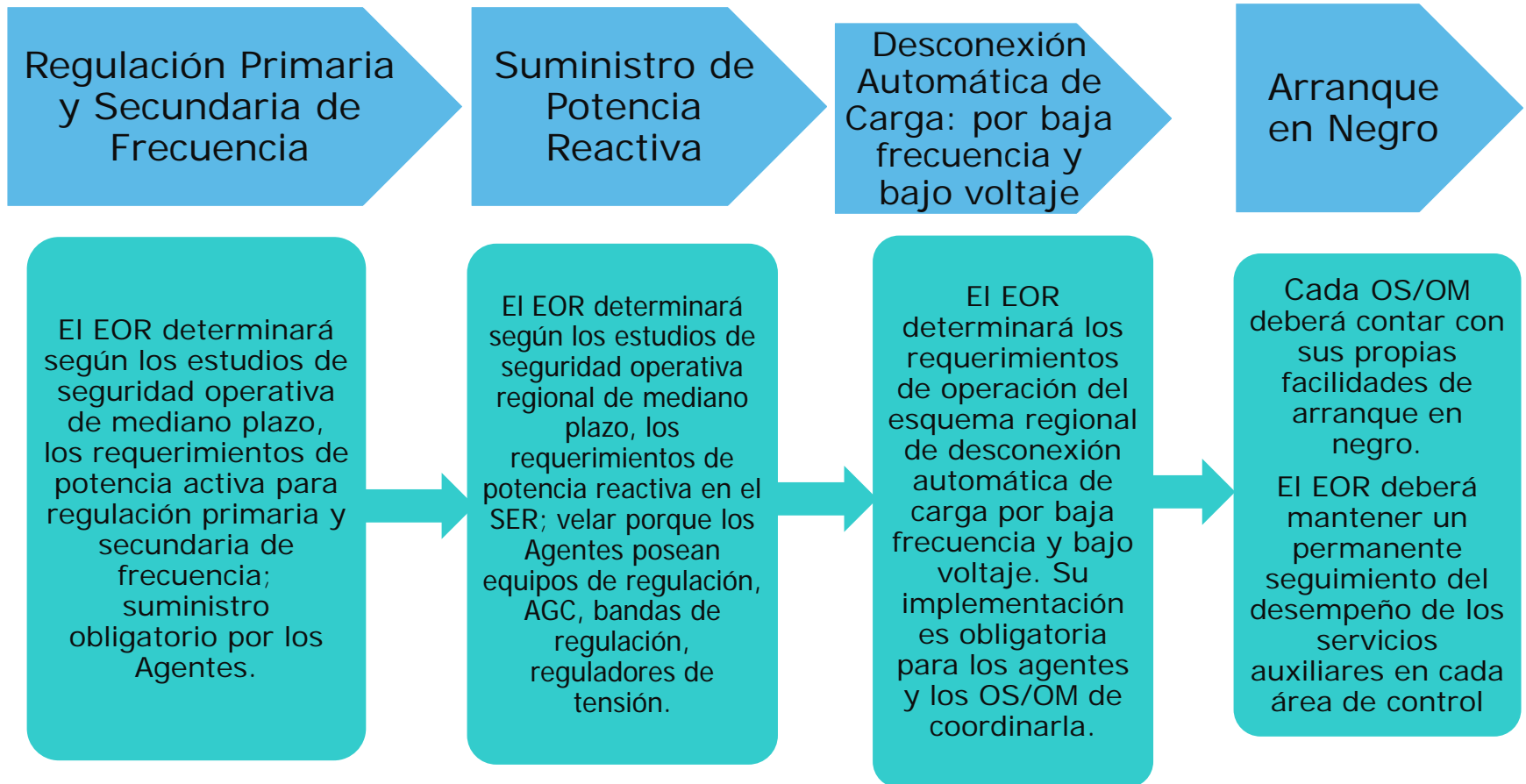
Requisitos técnicos mínimos de operación del SER para mantener una operación estable y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

Criterios de Desempeño

Requisitos técnicos mínimos de las áreas de control para mantener el balance carga/generación, con los intercambios programados, contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

Regulación Técnica de la Transmisión:

Servicios Auxiliares



Regulación Técnica de la Transmisión:

Estudios Eléctricos

Alcance

- Se aplican a:
- 1) Ampliaciones de la RTR
 - 2) Estudios de Planificación de LP y de Diagnóstico de MP
 - 3) Estudios de capacidad máxima
 - 4) Estudios que solicite CRIE

Estudios Técnicos

- a) De régimen permanente
- b) Estudios de transitorios electromecánicos
- c) Estudios de transitorios electromagnéticos

Representación del sistema

Base de datos técnica es provista por el EOR.

Para cada tipo de estudio incluir el correcto modelado del SER y las instalaciones nuevas de los Agentes.

Regulación Técnica de la Transmisión:

Régimen de Calidad del Servicio de Transmisión Regional

Características

La RTR debe ser operada y planificada al nivel de calidad establecido en los CCSD.

Los equipamientos vinculados a la RTR, deberán cumplir con normas ambientales nacionales y regionales.

Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión

El EOR propondrá a la CRIE los objetivos de calidad con base a: la duración y número de indisponibilidades, el nivel de tensión y el equipamiento relacionado.

Compensaciones por Indisponibilidad

Con los objetivos de calidad se calcula el Valor Esperado de Indisponibilidad VEI para cada elemento de la RTR que se reconocerá como parte del Ingreso Autorizado Regional, IAR

Régimen de Compensaciones

Ante cada indisponibilidad, es un descuento directo del VEI de una instalación. Se define VEI como el producto de los valores de indisponibilidad previstos por el Índice de Compensación Horaria.

Regulación Comercial de la Transmisión

Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional

Planificación Regional

La planificación regional será responsabilidad del EOR: propuestas de Ampliaciones Planificadas (AP), análisis de Ampliación a Riesgo (AR).

El EOR establecerá las características y capacidades del Modelo de Planificación y la información contenida en la BD Regional

Planificación de LP de la expansión de la transmisión Reg.

Se identificará las ampliaciones candidatas de la RTR de beneficio regional. CRIE en consulta con los RN aprobará o rechazará la AP propuesta por el EOR.

La AP se ejecutará por medio de licitación pública adjudicada al licitante que ofrezca canon anual mas bajo, en la medida que este sea menor al Canon Máximo Aceptable.

Diagnóstico a MP de la RTR

Revisar la capacidad de transmisión de la RTR.

Formular recomendaciones para un programa de ampliaciones menores.

Analizar el impacto sobre la RTR de la conexión de nuevas plantas generadoras o redes nacionales.

Evaluación de Ampliaciones a Riesgo y Actualización RTR

Las Ampliaciones a Riesgo serán decididas en base a las regulaciones nacionales. Los OS/OM verificarán que la ampliación no afecte la capacidad de transmisión ni el cumplimiento de los CCSD en la RTR. Una vez aprobada por la CRIE y la respectiva autoridad competente nacional, el iniciador podrá contratar la construcción

Regulación Comercial de la Transmisión

Línea SIEPAC:

Servicio de deuda de créditos utilizados para financiar inversiones asociadas a la línea SIEPAC.

AO&M (% Costo Estándar)
tributos

rentabilidad regulada sobre aportes de capital patrimonial de socios

VEI

Ampliaciones Planificadas:

= Canon de licitación pública internacional (I, AO&M = % Costo Estándar, impuestos, rentabilidad) + VEI

IAR =

Instalaciones existentes y Ampliaciones a Riesgo:

= VEI

Ampliaciones a Riesgo con Beneficio Regional:

= $[(BST - BPI)/BST] * 100 \%$ (Canon licitación PI o Costo Estándar Anual) + VEI

Regulación Comercial de la Transmisión

Derechos de Transmisión

Un Derecho de Transmisión (DT) asigna a su Titular un derecho de uso o financiero sobre la RTR por un determinado Periodo de Validez.

Tipos DT:

- a) Derechos Firmes (DF)
- b) Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP)

Un DF está siempre asociado a un Contrato Firme y es un DT que asigna a su Titular, 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 $MW_r \times PN_r - MW_i \times PN_i$

Comentarios finales

Declaración de la vigencia del RMER a partir del 1 de enero de 2013, conjuntamente con el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER (Resoluciones CRIE-P-09-2012; CRIE-P-17-2012; CRIE-NP-19-2012; CRIE-P-23-2012)

Proceso de desarrollo e implementación de las interfaces regulatorias

Estudios que estamos realizando relacionados con temas del RMER

Muchas gracias!

giovannihernandez@crie.org.gt

www.crie.org.gt