



Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central. Metodología de asignación y uso de la capacidad de la interconexión.

Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la
Energía –ARIAE-
Agencia Española de Cooperación Internacional para el
Desarrollo –AECID-

Giovanni Hernández

Secretario Ejecutivo de la CRIE

Cartagena de Indias, 30 de octubre de 2014

Contenido

- Surgimiento del Mercado Eléctrico Regional
- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
- Algunos datos técnicos del Mercado Eléctrico en Centro América
- Procedimiento de aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes

Surgimiento del Mercado Eléctrico Regional –MER-



Surgimiento del MER

- Para constituir el mercado, denominado Mercado Eléctrico Regional, los Gobiernos de los seis países centroamericanos aprobaron y ratificaron el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito en la ciudad de Guatemala el 30 de diciembre de 1996.
- El Tratado Marco abre los mercados nacionales al regional, tanto en el acceso a la transmisión eléctrica como a las oportunidades de comprar y vender electricidad entre participantes de los diferentes países.

Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional

Objetivo:

Creación y crecimiento gradual de un mercado regional de electricidad competitivo basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región con respeto y protección al medio ambiente.

Principios:

Competencia, Gradualidad y Reciprocidad.

Principios del Tratado Marco

- Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades de prestación del servicio con base en reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- Gradualidad: Previsión para la evolución progresiva del Mercado, mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión, y el fortalecimiento de los órganos regionales.
- Reciprocidad: Derecho de cada Estado para aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de gradualidad.

Conformación y consolidación del MER: El Proyecto SIEPAC

El Proyecto SIEPAC consiste en :

- La creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico centroamericano mayorista denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales: CRIE (Regulador), EOR (Operador) y CDMER (Política de integración eléctrica).
- El desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

Componentes fundamentales del Tratado Marco:

I: Mercado Eléctrico Regional (MER)

- El MER es el ámbito en el que se realizan las transacciones regionales de electricidad entre los agentes del mercado.
- Intercambios de corto plazo, derivados de un despacho económico regional de energía.
- Contratos de mediano y largo plazo.
- El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura tanto nacional como regional.

Componentes fundamentales del Tratado Marco:

I: Mercado Eléctrico Regional (MER)

- Las transacciones del mercado se realizarán entre sus agentes: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores. Todos los agentes de los mercados mayoristas nacionales serán agentes del MER.
- Los agentes podrán realizar las transacciones de energía eléctrica libremente y sin discriminación alguna.
- La integración vertical es permitida si se crean unidades de negocio con separación de costos.

Componentes fundamentales del Tratado

Marco:

II: Generación Regional

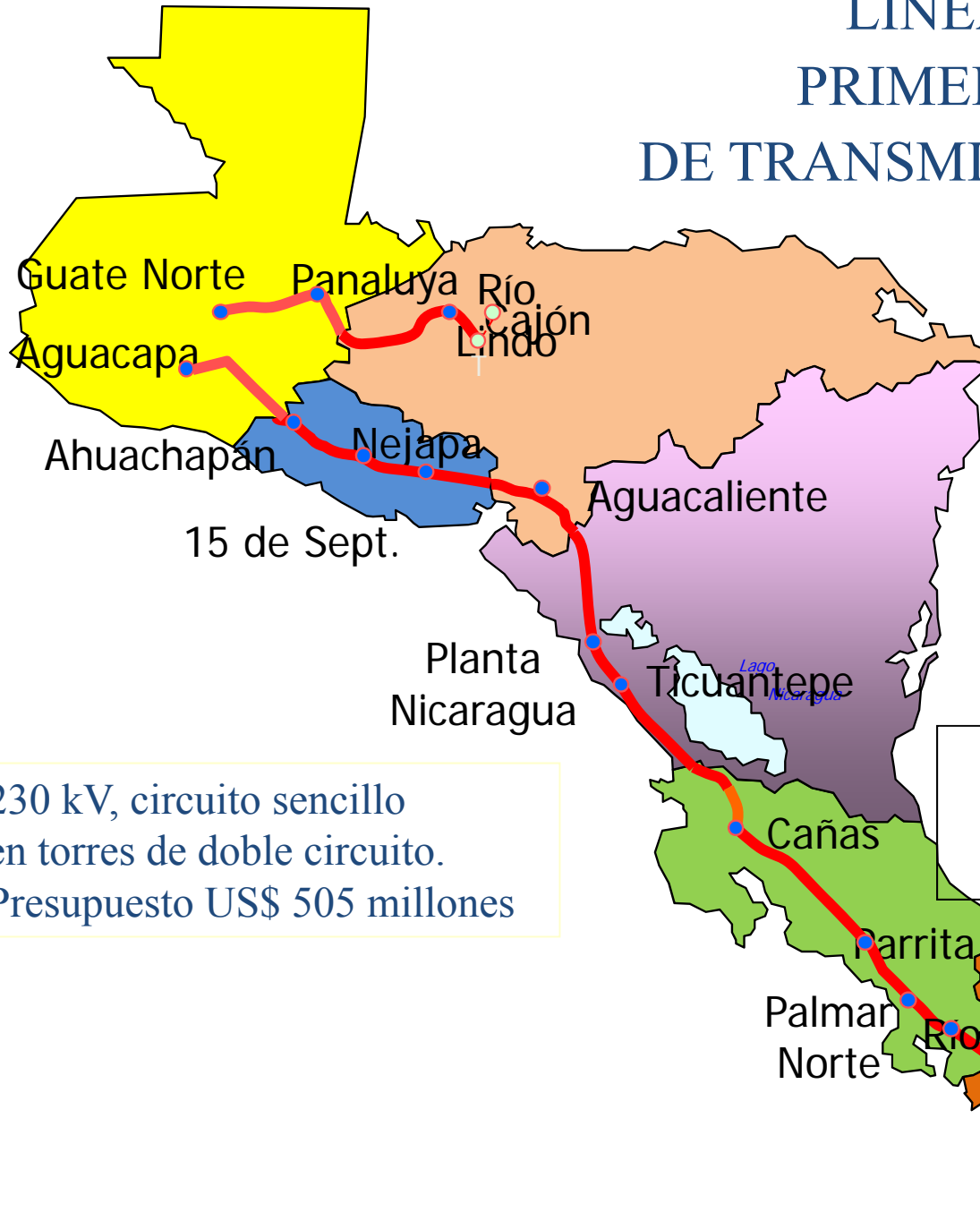
- Promoción del desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional.
- El EOR en coordinación con los OS&M realizará la operación del MER con criterio de despacho económico regional.

Componentes fundamentales del Tratado Marco:

III: Transmisión Regional

- Los sistemas interconectados nacionales de la región integran la red de transmisión regional, la cual será de libre acceso a los agentes.
- La remuneración de las redes regionales será aprobada por la CRIE y la remuneración de las redes nacionales será aprobada por los reguladores nacionales, y no serán discriminatorias para su uso en función regional.
- Desarrollo del primer sistema de transmisión regional (Línea SIEPAC)

LÍNEA SIEPAC PRIMER SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL



País	km
Guatemala	281
El Salvador	286
Honduras	270
Nicaragua	310
Costa Rica	500
Panamá	150
Total	1797

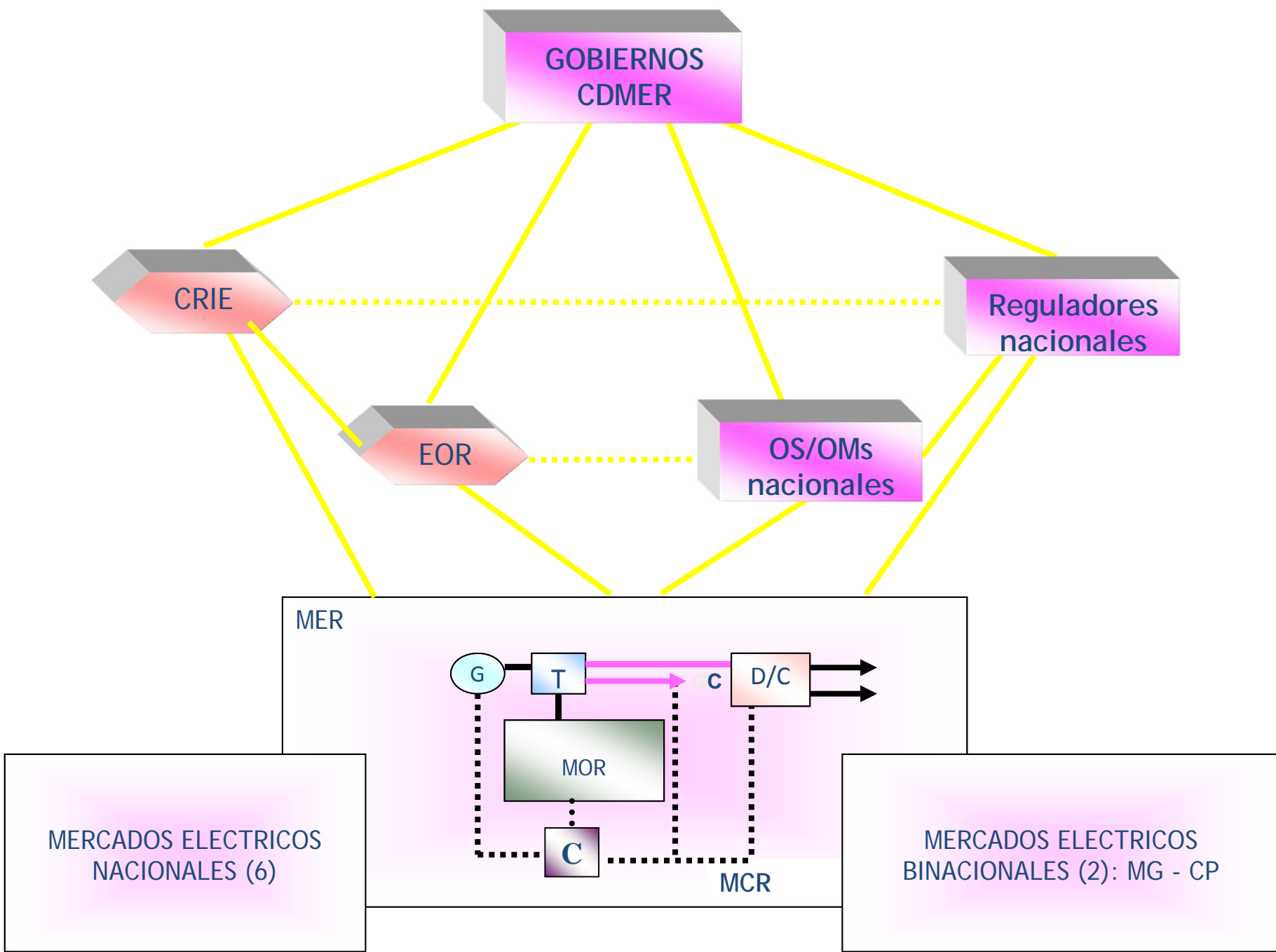
230 kV, circuito sencillo
en torres de doble circuito.
Presupuesto US\$ 505 millones

Capacidad línea SIEPAC 300 MW
28 bahías en 15 subestaciones
Cable OPGW de 36 fibras

Componentes fundamentales del Tratado Marco:

IV: Entes Regionales

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)
(Ente Regulador Regional)
- Ente Operador Regional (EOR)
- Consejo Director del MER (CDMER) (Política de
integración eléctrica)



Componentes fundamentales del Tratado Marco:

V: Régimen Básico de Sanciones

- Los agentes, OS/OM y el EOR están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional (Tratado Marco, Protocolos, Reglamentos y Resoluciones de CRIE)
- La CRIE vigilará el cumplimiento de la Regulación Regional e impondrá las sanciones que procedan de acuerdo al Tratado y sus Protocolos.

Componentes fundamentales del Tratado Marco:

VI: Cargos Regionales de Regulación y Operación

- Elaboración y aprobación del presupuesto de la CRIE y establecimiento del Cargo por Servicio de Regulación.
- Elaboración y aprobación del presupuesto del EOR y establecimiento del Cargo por Servicio de Operación.
- Los agentes que demanden o consuman energía en cada uno de los países miembros pagarán los cargos por regulación y por operación, en función de dicha energía.

Beneficios del Mercado Eléctrico Regional

Mayor competencia al crearse un mercado de mayores dimensiones, con posibilidad de actuación de más oferentes.

Fortalecimiento de la seguridad jurídica para inversionistas, reduciendo de esta manera el riesgo y facilitando el acceso a fuentes de financiamiento.

Mejoramiento de la calidad de servicio, por una infraestructura de transmisión más robusta y la aplicación de criterios de calidad y seguridad uniformes.

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica – CRIE -

Entidades Regionales

El Consejo
Director del
MER
(CDMER)

La Comisión
de Regional
de
Interconexión
Eléctrica
(CRIE)

El Ente
Operador
Regional
(EOR)

La Empresa
Propietaria de
la Red (EPR)

¿Quién es la CRIE?

- Es el ente regulador y normativo 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.

Los
objetivos
generales
de la CRIE
son:

Hacer cumplir el Tratado Marco, 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.

Misión

Proveer un ambiente regulatorio que facilite un Mercado Eléctrico Regional competitivo que contribuya a ampliar y asegurar el abastecimiento eléctrico sustentable para beneficio de los habitantes de América Central.

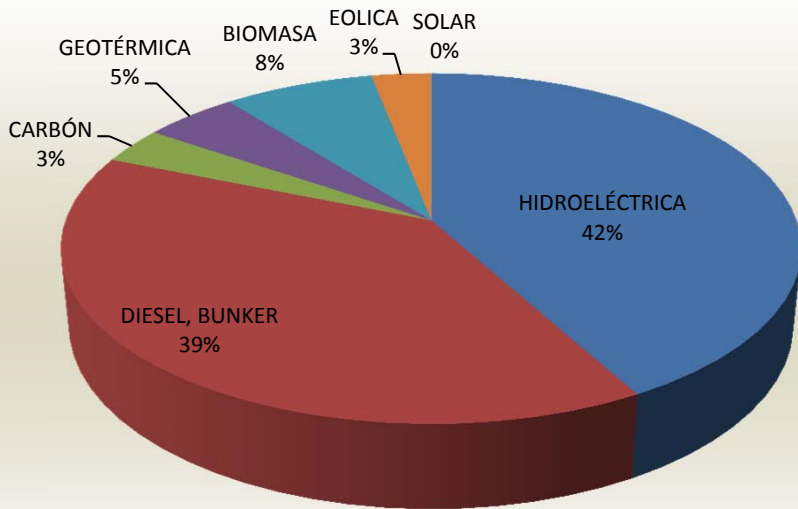
Visión

Un Mercado Eléctrico Regional armónico, gobernado por reglas ciertas en un marco institucional robusto, capaz de atraer inversiones de escala regional y proveer un abastecimiento eléctrico regional de calidad, confiable, competitivo y sustentable para beneficio de todos los habitantes de América Central.

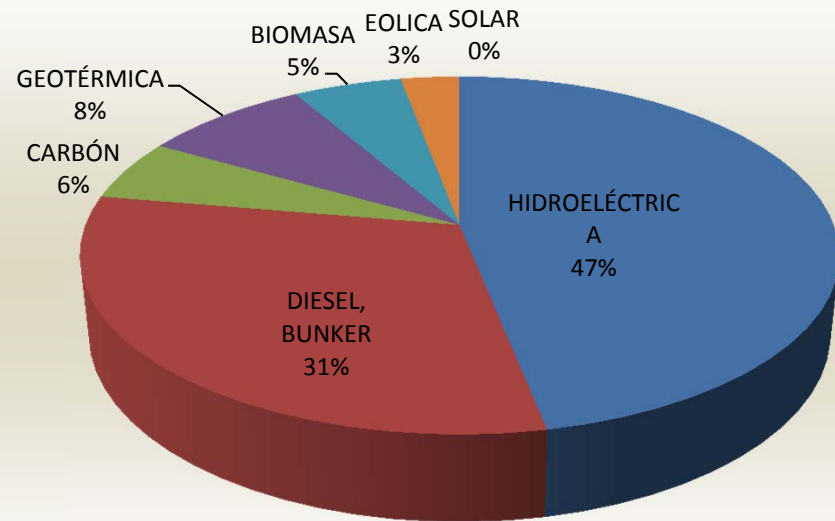
Algunos datos técnicos del Mercado Eléctrico en Centro América



Capacidad Instalada y Generación Regional – 2013 por Recurso



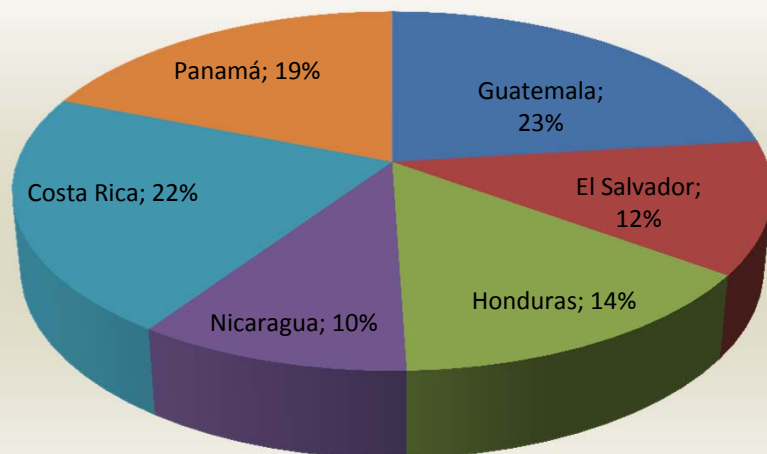
CAPACIDAD INSTALADA = 12,890 MW



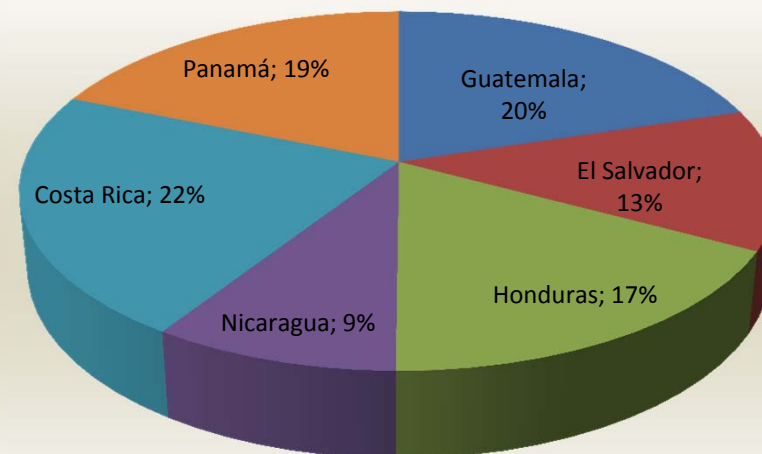
GENERACION = 45,926,622 MWh



Capacidad Instalada y Generación Regional - 2013 por País



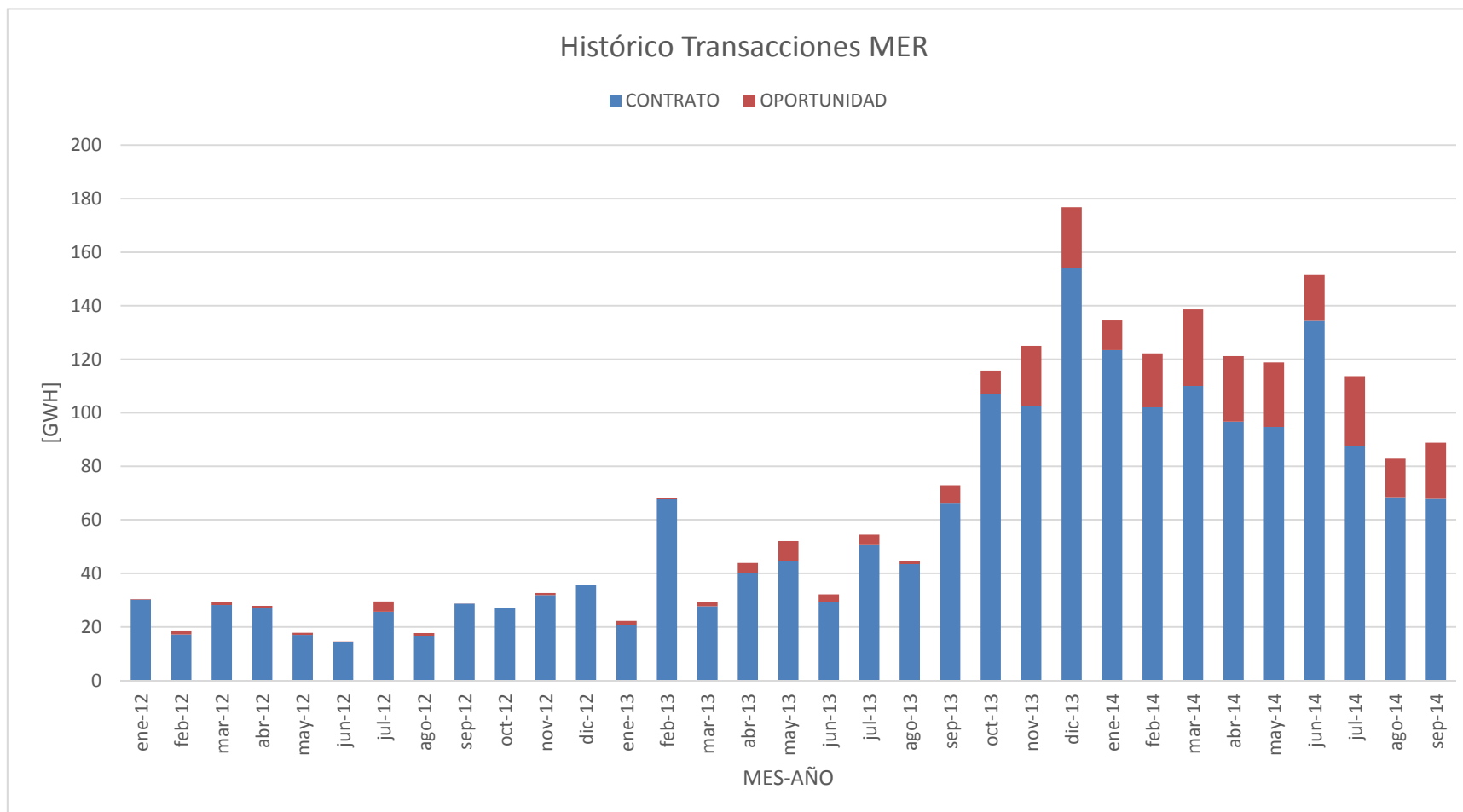
CAPACIDAD INSTALADA = 12,890 MW



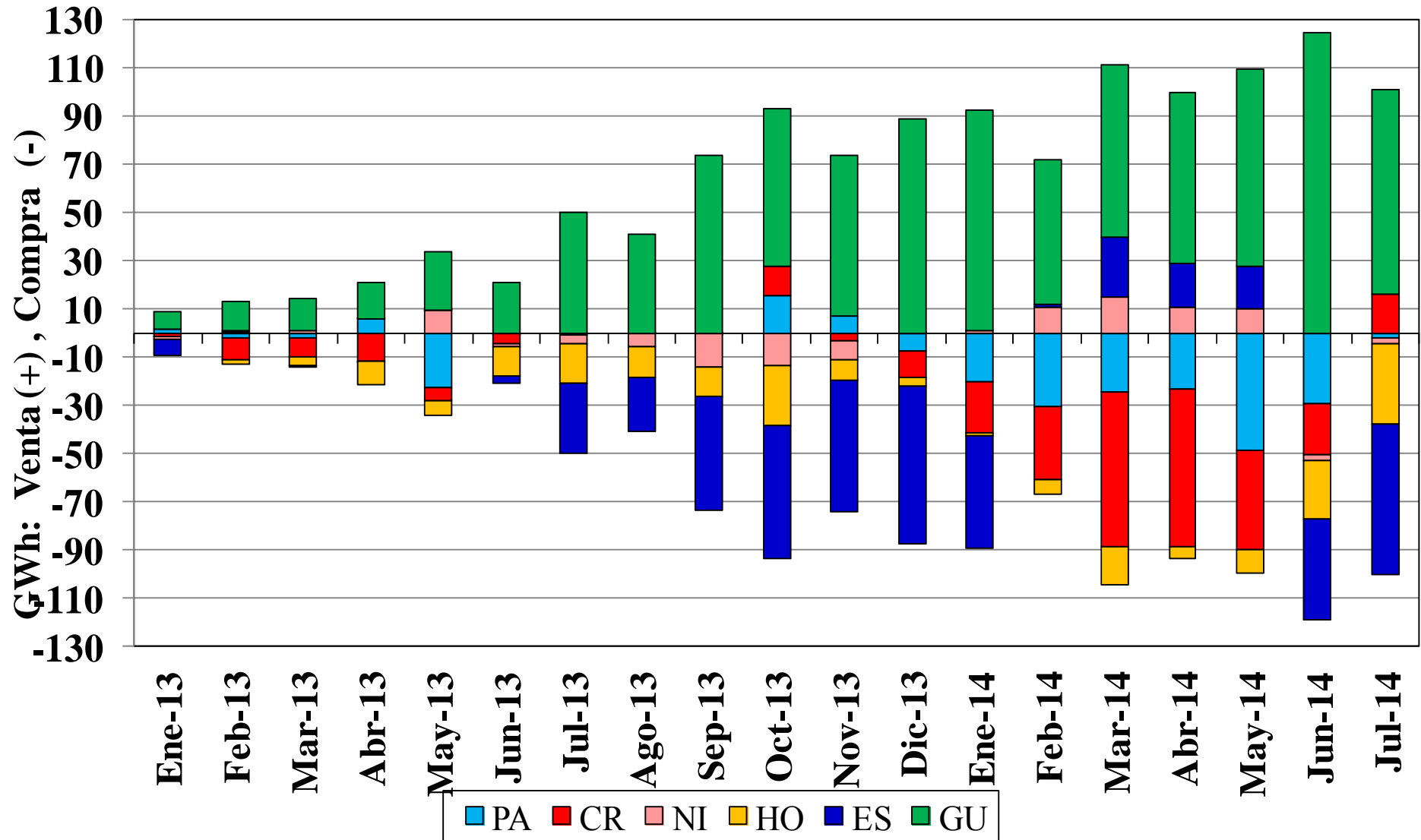
GENERACION = 45,926,622 MWh

Transacciones en el MER (GWh)

Enero 2012 – Septiembre 2014



Intercambios netos de energía en el MER (GWh)



Máximas capacidades de transferencia (MW)

2014

Máximas Capacidades de Transferencia Norte → Sur (MW)

Escenario de Demanda	GUA-ELS		ELS-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN		GUA-HON	
	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II
Máxima	140	280	170	280	100	190	80	200	100	0	170	280
Media	200	290	150	290	120	200	170	210	110	0	170	290
Mínima	220	250	190	250	190	210	160	190	70	140	190	250

Máximas Capacidades de Transferencia Sur → Norte (MW)

Escenario de Demanda	GUA-ELS		ELS-HON		HON-NIC		NIC-CRI		CRI-PAN		GUA-HON	
	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II	S-I	S-II
Máxima	150	200	170	200	190	150	60	150	220	230	120	200
Media	170	220	170	220	170	210	60	150	230	230	200	220
Mínima	160	250	250	250	180	210	90	140	220	210	160	250

Nomenclatura

S-I: Semestre I-2014

S-II: Semestre II-2014

Procedimiento de aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes

Resolución No. CRIE-P-26-2014, del 30 de septiembre de 2014.

Contenido del Procedimiento

- Definiciones
- Contratos Regionales con Prioridad de Suministro
- Derechos Firmes
- Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Transición a los Contratos Firmes.

Principales aspectos 1/8

- **Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS):**
Contrato que da prioridad de suministro de la energía contratada en el MER, y cuya energía es declarada diariamente por ambas partes, la parte compradora y la parte vendedora, y debe tener asociado un Derecho Firme entre el nodo de inyección y el nodo de retiro.

Principales aspectos 2/8

- El CRPS se administrará y operará aplicando las definiciones, normas y reglas establecidas en el RMER para los Contratos Firmes en concordancia con el Procedimiento de Detalle Complementario y el presente procedimiento; en caso de contradicción prevalecerá lo establecido en el Procedimiento de Detalle Complementario y este procedimiento.

Principales aspectos 3/8

- Inicialmente se utilizarán las siguientes capacidades operativas de transmisión para la asignación de los Derechos Firmes:

- a) Desde la entrada en vigencia de esta Resolución hasta diciembre 2015:

80% de la Capacidad Operativa de Transmisión entre áreas de control denominada máximas transferencias de potencia calculadas por el EOR. Si la capacidad operativa de transmisión es limitada por la capacidad de importación, entonces se utilizará el 100% de esta última capacidad.

- b) Posterior a diciembre 2015:

El 100% o el porcentaje de la Capacidad Operativa de Transmisión disponible para la asignación de derechos de transmisión que determine la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), considerando para tal efecto una evaluación técnica previa de este porcentaje por parte del EOR.

Principales aspectos 4/8

- El mecanismo de asignación de Derechos de Transmisión, se aplicará con las siguientes características:
 - Se permitirá únicamente la compra de Derechos Firmes,
 - Las ofertas de precios para la compra de Derechos Firmes serán reguladas,
 - En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación de los Derechos Firmes, será el resultado del modelo de optimización establecido en el Programa de Selección de Solicitudes.

Principales aspectos 5/8

- Fechas en las que se realizarán las asignaciones de Derechos Firmes con validez anual.
 - Para los CRPS se realizarán dos asignaciones de DF, una en diciembre 2014 y la otra en junio 2015.
 - A partir de diciembre 2015, para los Contratos Firmes, se realizarán cuatro asignaciones de DF por año, específicamente en los meses de diciembre, marzo, junio y septiembre.
- Fechas de cada mes, en las que se realizarán las asignaciones de Derechos Firmes con validez mensual.
 - Para los CRPS se realizarán 12 asignaciones de DF, una por cada mes, siendo la primera en diciembre 2014 y la última en el mes de noviembre 2015.
 - A partir de diciembre 2015, para los Contratos Firmes, se realizarán asignaciones cada mes.

Principales aspectos 6/8

- Requisitos para la presentación de Solicitudes de compra de Derechos Firmes (SDF)
 - Los agentes interesados en adquirir un DF deberán completar el formulario “Solicitud de Derecho Firme”.
 - Registro o autorización o certificación de la Energía del Contrato por parte de los reguladores nacionales o las autoridades nacionales competentes.
 - Ser agentes autorizados por el EOR para realizar transacciones en el MER.
 - Constitución de la garantía de la solicitud de compra de DF.

Principales aspectos 7/8

- El cálculo de los Precios Regulados para la asignación de los Derechos Firmes será realizado por el EOR, tomando en cuenta una proyección estadística del promedio mensual de los precios nodales de la RTR, con base en los precios ex ante históricos del predespacho regional, obtenidos a partir del mes de junio de 2013 y hasta un mes antes de realizar las correspondientes convocatorias de asignación de Derechos Firmes.

Principales aspectos 8/8

- Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y transición a los Contratos Firmes.
 - A partir de julio de 2015 ya no se asignarán nuevos DF con periodo de validez anual para Contratos Regionales con Prioridad de Suministro, quedando vigentes operativamente los CRPS asignados previamente hasta que finalice el período de los DF asignados a esos Contratos.
 - A partir de diciembre de 2015 se asignarán nuevos DF para los Contratos Firmes, que entrarán en operación a partir de Enero 2016.
 - Previo a la entrada en operación de los Contratos Firmes, el EOR realizará una evaluación del desempeño de la metodología para el cálculo del precio regulado, su impacto en la operación del MER y propondrá a la CRIE lo pertinente para el desarrollo y evolución del MER.

Muchas
gracias
por su
atención

[Teléfono \(502\) 2495 1777](tel:(502)24951777)

giovannihernandez@crie.org.gt

www.crie.org.gt

Videoconferencia 200.30.148.58
