

INFORME GENERAL

Antecedentes, estado actual y perspectivas del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC)



EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED S.A

Enero 2014

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. CONCLUSIÓN DE LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN.....	4
3. ANTECEDENTES DEL SIEPAC.....	11
4. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN REGIONAL.	29
5. ESTADO DE AVANCE DEL PROYECTO.	34
6. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	35

ANEXOS

1. Tratado Marco y su Primer Protocolo Integrados.
2. Pacto Social de EPR y Estatutos Actualizados.
3. Anexo SIEPAC de la Reglamentación del Mercado.
4. Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico.
5. Documentos sobre Cumbre de Presidentes de los Países.
6. Estados Financieros Auditados de la EPR.
7. Informe Financiero diciembre 2013.

1. INTRODUCCIÓN.

La infraestructura de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) ha sido desarrollada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), habiéndose dispuesto en operación los tramos de la línea durante el período 2010-2012, con excepción de un tramo localizado en Costa Rica que concluirá en el año 2014.

La EPR es una sociedad regida por el derecho privado, constituida en Panamá, facultada por los Gobiernos de América Central para diseñar, financiar, construir y mantener un Primer Sistema de Transmisión Regional que interconecte los sistemas eléctricos de los países centroamericanos.

El presente informe brinda una visión general de los antecedentes de esta infraestructura, su organización, su costo y esquema de financiamiento.

El SIEPAC tiene dos objetivos principales:

- Apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que faciliten la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica.
- Establecer la infraestructura de transmisión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes de este mercado eléctrico regional.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer protocolo, ratificados entre los años 1997 y 1998, por los respectivos congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, crearon los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional: Ente Operador Regional (EOR) y Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), respectivamente y definieron a EPR para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC).

El componente de infraestructura, bajo responsabilidad de la EPR, consiste primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de aproximadamente 1.793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito futuro, las que se conectan a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, y además se incluyen equipos de compensación reactiva. Dicha infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de 300 MW, entre los países de la región, la cual se podrá duplicar cuando se habilite el segundo circuito.

El costo de esta infraestructura de transmisión, incluyendo la previsión en torres para un segundo circuito futuro, se ha estimado en cuatrocientos noventa y cuatro millones (US\$494.000.000,00), costo que se considera bajo, para una infraestructura lineal, de aproximadamente 1.800 km, que tuvo que afectar con su trazado continuo a cerca de 8.000 propietarios de terrenos, resolviendo e integrando las diversas tecnologías de las subestaciones de la región y superando múltiples trámites en los seis países.

Esto brindará disponibilidad de energía eléctrica para una mayor cantidad de consumidores, una más segura continuidad del suministro de electricidad y precios más competitivos. La regulación regional y nacional velará porque estos beneficios efectivamente lleguen a todos los habitantes de la región.

Cabe mencionar que, además del beneficio por el desarrollo del sector eléctrico Centroamericano, con estas inversiones de transmisión, se contribuye en forma importante a la región mediante el aprovechamiento de la capacidad remanente de fibras ópticas de este sistema eléctrico en la Autopista Mesoamericana de la Información (AMI), componente de Telecomunicaciones del Proyecto Mesoamérica (Integración y Desarrollo), antes Plan Puebla Panamá (PPP). Para dicho propósito y en concordancia con la regulación del Mercado Eléctrico de América Central, las empresas accionistas de EPR constituyeron una sociedad para el manejo de las fibras ópticas, a la cual denominó Red Centroamericana de Fibras Ópticas (REDCA).

REDCA será una empresa dedicada a ser Portador de Portadores, ofreciendo conectividad, transparencia y excelentes servicios; garantías fundamentales para atender a los diferentes operadores de telecomunicaciones.

Para desarrollar las capacidades requeridas por la Autopista Mesoamericana de Información (AMI), REDCA contará con una plataforma de telecomunicaciones DWDM que permite la transmisión de cualquier señal de información.

El componente ambiental del SIEPAC está siendo manejado con los más altos estándares de la región y además se ha demostrado como el proyecto contribuye en la reducción de gases de efecto invernadero.

2. CONCLUSIÓN DE LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN.

El EPR finalizó la etapa constructiva durante el segundo semestre del año 2012, con excepción del tramo Parrita-Palmar Norte que concluirá en el año 2014.

La ejecución y su avance llevaron a que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica aprobara a partir del mes de junio del 2011 el Ingreso Autorizado Regional.



a

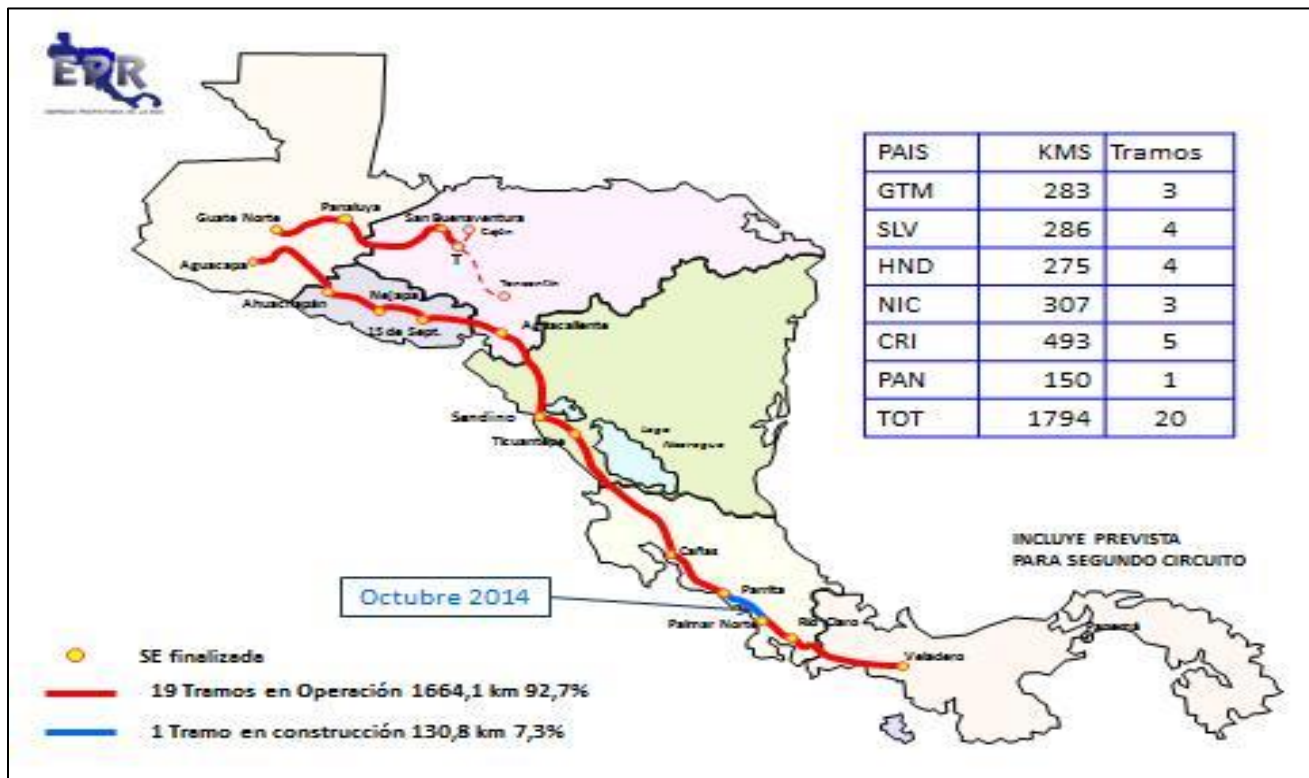
Como inicio de la operación del SIEPAC, que desarrolla la Empresa Propietaria de la Red, el día 25 de noviembre de 2010, a las 15 horas 14 minutos hora de Panamá, se realizó la

energización del primer tramo de la Línea SIEPAC que interconectó los Sistemas Eléctricos de Costa Rica y Panamá entre las Subestaciones de Río Claro y Veladero. Dicho tramo tiene una longitud de 178 km, soportados por medio de 455 estructuras, quedó en operación comercial a partir del 3 de diciembre del 2010.

El resumen de las fechas de entrada en operación de los tramos es el siguiente:

Tramo	Línea	km	Fecha de Entrada
1	Río Claro - Veladero	172,7	3 de diciembre de 2010
2	Ticuantepe - Cañas	255,9	31 de diciembre de 2010
3	Aguacapa - Ahuachapán	118,5	14 de marzo de 2011
4	15 Sept - Agua Caliente	147	15 de julio de 2011
5	Ahuachapán - Nejapa	89	15 de agosto de 2011
6	San Buenaventura. - T43	12,5	31 de agosto de 2011
7	Nejapa - 15 Sept.	85	31 de octubre de 2011
8	Cañas – Parrita	159,2	10 de febrero de 2012
9	Panaluya - San Buenaventura	216,1	30 de marzo de 2012
10	Guate Norte - Panaluya	109,9	29 de junio de 2012
11	Palmar Norte. - Río Claro	50,7	31 de agosto de 2012
12	Agua Caliente - Sandino	182,9	19 de diciembre de 2012
13	Sandino - Ticuantepe	64,7	19 de diciembre de 2012
14	Parrita - Palmar Norte	130,8	1 de octubre de 2014
		1794,9	

Cuadro No.1. Tramos en operación



Entre las subestaciones Parrita y Palmar Norte en Costa Rica existen dos segmentos de la

línea que presenta complicaciones para la ejecución de las obras, debido a que organizaciones comunales en las zonas de Matapalo y La Alfombra han diligenciado procesos judiciales que afectan de manera significativa cualquier avance relacionado con el proyecto en la zona. Se estima que la resolución de estos procesos lleve la finalización total de este tramo en el año 2014.

Enlace	Longitud Km	Avance	Entrada en operación proyectada
1. Parrita(CRI)-Palmar Norte(CRI)	136,0	68%	Noviembre 2014.

El presupuesto vigente del proyecto y aprobado por todas las autoridades competentes es de cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$494.000.000,00), que está siendo financiando con un aporte patrimonial de cincuenta y ocho millones quinientos mil dólares (US\$58.500.000,00) y créditos por cuatrocientos treinta y cinco millones quinientos mil dólares (US\$435.500.000).

El BID fue el factor clave para el financiamiento del proyecto, otorgando en forma inicial doce contratos de préstamo que totalizan doscientos cuarenta millones de dólares (US\$240.000.000).

El Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) ha suscrito tres créditos y tres Adendas de Modificación, los cuales totalizan un financiamiento por ciento nueve millones de dólares (US\$109.000.000), de los cuales cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000,00) son originados en recursos provenientes del Banco Europeo de Inversiones (BEI).

También se suscribió un crédito con el Banco de Desarrollo de América Latina, antes Corporación Andina de Fomento (CAF) por quince millones de dólares (US\$15.000.000) más una reserva de liquidez de un millón setecientos mil dólares (US\$1.700.000), para un total de dieciséis millones setecientos mil de dólares (US\$16.700.000). La reserva de liquidez es una previsión exigida contractualmente para cubrir las cuotas de amortización e intereses de un año.

La incorporación de ENDESA, ISA y CFE, como accionistas de EPR en forma equivalente al de los restantes accionistas de la región centroamericana, estuvo asociada a brindar una garantía de cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000), además de la aportación de capital social.

Además con garantía de todos y cada uno de la totalidad de los accionistas, se ha obtenido un financiamiento incremental por cuarenta millones quinientos mil dólares (US\$40.500.000), a razón de cuatro millones quinientos mil dólares (US\$4.500.000) por accionista, para completar el costo final de la inversión en transmisión regional. Este financiamiento adicional proviene de créditos directos de tres accionistas (INDE, CEL y ETESA); de ampliaciones de créditos vigentes garantizados



por tres accionistas (ENDESA, ISA y CFE), y por transferencias de créditos del BID de los otros tres accionistas (ICE, ENEE y ENATREL).

Además las empresas accionistas de EPR constituyeron la empresa RED CENTROAMERICANA DE FIBRAS ÓPTICAS S.A. (REDCA), que posteriormente modificó su nombre a RED CENTROAMERICANA DE TELECOMUNICACIONES S.A. (REDCA) como la empresa encargada de gestionar los activos de fibra óptica de la EPR, en la cual se implementará la Red Troncal de Fibras Ópticas de la AMI, teniendo como objetivo la prestación de servicios de transporte de información (lo que se conoce en el medio como *Carrier of Carriers*). REDCA ha sido constituida en Panamá con el fin del desarrollar, diseñar, financiar, construir, mantener, operar y explotar las redes de fibras ópticas en el primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. REDCA se encuentra avanzando en la implementación de su Plan de Negocios mediante estudios detallados del mercado, aspectos tributarios, obtención de licencias de operador, capacitaciones técnicas, entre otros, en todos los países de América Central, que harán parte de REDCA. La Corporación Andina de Fomento (CAF) ha brindado una Cooperación Técnica como financiamiento No Reembolsable para avanzar en esos estudios, el cual finalizó en junio de 2010. Este valioso aporte funge como insumo básico para delinear el rumbo de la compañía, así como determinar los aspectos a tener en cuenta en el desarrollo del proyecto en cada uno de los países.

En sesión de Junta Directiva de REDCA, celebrada en febrero del 2013 fue designado como Gerente General de esta empresa, el Ing. Claudio Bermúdez Aquart, quien ha iniciado las gestiones administrativas y comerciales de REDCA, con Nicaragua como país sede.

INCORPORACIÓN DE ISA Y CFE

Las fronteras naturales de la Línea SIEPAC son las de Colombia y México, por lo cual se ha considerado conveniente mantener una estrecha relación con las empresas responsables de la transmisión de dichos países.

Por el extremo sur, la empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) de Colombia se incorporó como accionista de EPR desde el 17 de febrero del año 2005.

Por el extremo Norte, la Junta de Gobierno de la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) tomó la decisión de incorporarse como accionista de EPR en la sesión realizada el 1 de Julio del 2008, derivado de este evento, durante la Asamblea de Accionistas de EPR realizada en Costa Rica el 21 de agosto de 2008, se tomaron las correspondientes disposiciones, relativas a ratificar dicha incorporación y modificar el Pacto Social, principalmente en lo concerniente al incremento de capital social respectivo.

Los acuerdos suscritos durante la sesión de Junta Directiva celebrada en la Ciudad de Madrid, España, el 16 de octubre de 2008 (ACUERDO No. 1 y No. 2 / EPR 5 - 2008), autorizaron la emisión y entrega a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) del Certificado de Acciones inicial con el número cincuenta y dos (52), por un total de cinco mil acciones (5.000) con un valor nominal de mil dólares (US\$1.000,00) cada una, para un total de cinco millones de dólares (US\$5.000.000,00), y acogieron la designación del señor Roberto Duque Ruiz como Director de la EPR, en representación de la Comisión Federal de Electricidad.

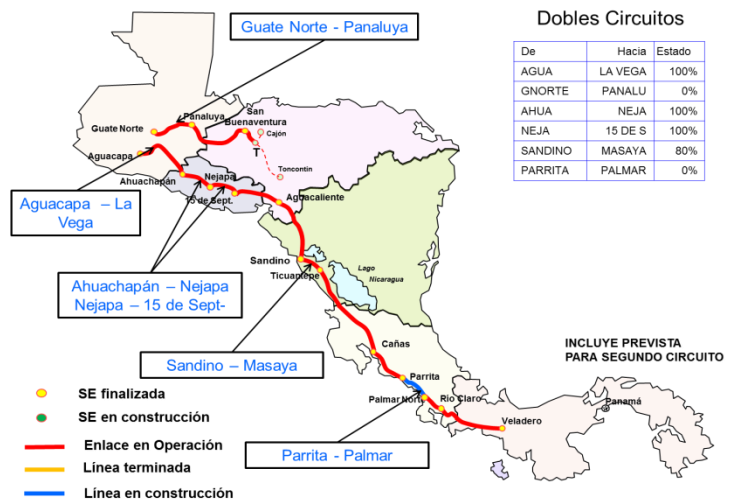
La CFE realizó el 2 de diciembre de 2008, su primera aportación como empresa socia de la EPR, por cinco millones de dólares (US\$5.000.000,00), a razón de esto se inscribió en el Registro Público de Panamá las modificaciones del Pacto Social acordadas y la actualización de los Estatutos de la EPR.

Se completó la capitalización vigente de cincuenta y ocho millones quinientos mil dólares (US\$58.500.000,00) durante el año 2011, con lo cual cada accionista, dentro de ellos CFE, dispone de certificados de acciones de EPR por seis millones quinientos mil dólares (US\$6.500.000,00)

Todas estas actividades de México, América Central y Colombia, que se visualizan muy claramente en el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), son parte de los procesos de integración, cooperación y fomento de la competitividad regional, eje cardinal del Plan Puebla Panamá, hoy denominado Proyecto Mesoamérica de Integración y Desarrollo.

DESARROLLO DEL SEGUNDO CIRCUITO.

La capacidad de transmisión regional alcanzará los 300 MW de diseño inicial, conforme se completen diversas obras de refuerzos de transmisión nacional, que se encuentran en ejecución y en las cuales se encuentran comprometidas las empresas responsables de la transmisión en los países. Hay que mantener un seguimiento continuo para la oportuna disponibilidad de estos refuerzos, para alcanzar las metas trazadas.



Esta capacidad de transmisión regional podrá ser duplicada y alcanzar hasta los 600 MW, en un futuro cercano, conforme se justifique y autorice la habilitación prevista de un segundo circuito, por las organizaciones regionales competentes para la toma de estas decisiones.

Dentro de la concepción de SIEPAC siempre estuvo planificado la ejecución de un doble circuito entre las ST de Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre, en un tramo de 180 kilómetros, como refuerzo nacional del sistema de transmisión de El Salvador, el cual ya ha sido ejecutado por EPR, con financiamiento y propiedad compartida con ETESAL.

Los antecedentes del doble circuito en la región, se remontan al año 2005, cuando a solicitud del Grupo Director se contrataron estudios técnico - económicos adicionales que permitieron demostrar la conveniencia de dejar la Línea de interconexión prevista para un segundo circuito futuro, y en el año 2008 se había concluido que la fecha óptima para la instalación de este segundo circuito era el año 2016. Esto fue aprobado por todas las instancias regionales.

La habilitación del segundo circuito en toda su extensión o progresivamente por tramos, según sea evaluado, contribuirá también en mantener firmes los cimientos de esta infraestructura vital del proceso de integración eléctrica regional, redituando a la vez, una gran parte de la inversión ya efectuada con dicha prevista.

Al ser un sistema de transmisión interconectado (fusionado) con los sistemas eléctricos nacionales, en forma natural y de inmediato, parte de su capacidad se utilizará por los flujos de electricidad en el interno de los países, por lo cual se requieren realizar nuevos y continuos estudios que identifiquen oportunamente las debilidades, cuellos de botella, necesidades de incrementar la capacidad térmica u otras, que se vayan creando en el sistema de transmisión regional, para continuar impulsado las mejoras y refuerzos nacionales o regionales que se requieran. También es viable utilizar las previstas para el segundo circuito para necesidades internas del país, cumpliendo la reglamentación correspondiente y llegando a los acuerdos respectivos con EPR, como se observa en el siguiente cuadro.

De	Hacia	Estado	Solicitado	CRIE
Aguacapa	La Vega	100%	INDE	Pendiente
Guate Norte	Panaluya	0%	INDE	Pendiente
Ahuachapán	Nejapa	100%	ETESAL	Autorizado
Nejapa	15 de Sept.	100%	ETESAL	Autorizado
Sandino	Masaya	100%	ENATREL	Pendiente
Masaya	La Virgen	0%	ENATREL	Pendiente
Cañas	Mogote	0%	ICE	Pendiente
Parrita	Palmar	0%	ICE	Pendiente

Cuadro No. 2. Solicitudes de doble circuito de línea.

NUEVAS CONEXIONES A LA LÍNEA SIEPAC.

En la actualidad se encuentran en análisis de los organismos regionales, gestiones de conexión de diez empresas que administran plantas generadoras y centros de consumo de electricidad, que solicitan la apertura de las líneas de transmisión regional, lo cual también requiere los correspondientes estudios eléctricos.



Subestación	Desarrollador	Solicitud a la CRIE	Comentarios
-------------	---------------	---------------------	-------------

Dominical	EISA	SI	CRIE autorizó la conexión de acuerdo a la Resolución No. CRIE NP-01-2012,
La Vega	TRECSA	SI	CRIE ha emitido una nueva Resolución N CRIE-P-11-2012
San Agustín	TRECSA	SI	Cambio de nombre de El Rancho a San Agustín, Resolución N CRIE-P-11-2012
San Miguel	Progreso	NO	Solo se ha recibido carta de intención.
La Unión	Cutuco Energy	NO	Permiso Municipal denegado
Ahuachapán	Quantum	NO	Firmó contrato de suministro de 350 MW a partir del 2018
San Nicolás	ENEE	SI	ST Móvil operando en T
La Virgen	ENATREL	SI	En construcción, se realizará con el segundo circuito desde Masaya.
El Ventarrón	SIGLO XXI	NO	En etapa de permisos locales
Los Inocentes	VERSANT	NO	Joint Venture con Distribuidor local para implementación
Jacó	ICE	SI	Documentos de licitación en revisión por EPR.

Cuadro No. 3. Solicitudes de apertura de línea.

Todos los estudios indicativos de generación y transmisión futura consideran la entrada en operación del SIEPAC en sus dos etapas y la interconexión Guatemala-México, en funcionamiento desde 2009 y la interconexión con Colombia en espera que esté disponible para el año 2016.

INGRESO AUTORIZADO REGIONAL (IAR).

La CRIE notificó el 6 de mayo de 2011 la Resolución CRIE 01-2011, mediante la cual aprueba la Normativa Inicial Transitoria de Retribución de la Transmisión Regional en el MER, así como modificaciones a la Resolución CRIE NP 01-2011 relacionadas con el Ingreso Autorizado Regional.

De esta manera, EPR factura mensualmente el monto del IAR y en particular en Cargo Complementario, amparado en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) emitido mensualmente por el Ente Operador Regional.

El 10 de diciembre de 2013, mediante la resolución CRIE-P-23-2013 de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, fue aprobado el IAR para el periodo 2014 por un monto de sesenta millones cuatrocientos seis mil ochocientos treinta y cinco dólares (US\$60.406.835,00).

3. ANTECEDENTES DEL SIEPAC.

El Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) fue visualizado por los gobiernos centroamericanos y de España en 1987. Los estudios realizados hasta 1995, demostraron las amplias oportunidades que tendría la región de llevarse a cabo una integración eléctrica mayor entre los países. En 1995, los gobiernos centroamericanos, el de España y el BID acordaron proseguir con la ejecución del SIEPAC, para lo que pactó una cooperación técnica que permitiera desarrollar los estudios de factibilidad técnico-económicos, estudios de la empresa propietaria de la línea y la formulación del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.



La integración de América Central, en el sector eléctrico, debe estar soportada en una infraestructura de transmisión regional de libre acceso, que permita las transacciones físicas de electricidad, entre agentes de un Mercado Eléctrico Regional, principalmente generadores regionales y distribuidoras nacionales.

Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, son los Estados Parte representados por los respectivos Gobiernos en este proceso de integración, los cuales han delegado determinados roles en organizaciones regionales.

a) Estudios de factibilidad de la Línea SIEPAC.

Los estudios de factibilidad elaborados por la Power Technologies Inc. (PTI) de USA y el Instituto de Investigaciones Tecnológicas (IIT) de España, demostraron que crear un mercado eléctrico regional, con la disponibilidad de un primer sistema de transmisión regional, a construir en paralelo con el sistema eléctrico existente, era muy positivo para los habitantes de la región, dado que podía bajar los costos de suministro de electricidad, aumentar la continuidad y seguridad del servicio e incentivar la inversión privada en el sector.

La versión final revisada de los Estudios Complementarios de la Expansión de la Interconexión del SIEPAC, fechada 15 de agosto de 1997, concluyó que el proyecto de infraestructura debería consistir en un sistema flexible de transmisión en 230 kV, construido en etapas. La primera etapa, consistente en una línea de transmisión regional, indivisible, a 230 kV de aproximadamente 1800 km debía construirse lo más pronto posible.

Para el Diseño del Mercado Eléctrico Regional (MER) se contrataron firmas consultoras de rango internacional. Las tareas se dividieron en dos partes: (i) el diseño general y (ii) el diseño detallado. El Diseño General fue efectuado por el consorcio formado por las firmas consultoras Mercados Eléctricos (de Argentina), Synex (de Chile) y PHB (de Estados Unidos), las que desarrollaron sus servicios principales de 1999 a 2001. El Diseño Detallado del MER ejecutado por dos consorcios, dividiendo las tareas en paquetes, de la siguiente

manera: (i) reglamento de operación técnico y comercial; estudios para la creación y desarrollo del EOR y la CRIE; y diseño y supervisión del centro regional de coordinación y transacciones; y (ii) reglamento de transmisión y calidad del servicio. La primera tarea fue realizada por el consorcio constituido por KEMA Consulting (de Estados Unidos) e ISA (de Colombia), y la segunda por SNC Lavalin – Statkraft Groner (Canadá – Noruega).

b) El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

Una vez demostrada la bondad de la Línea SIEPAC se dispuso establecer un mecanismo jurídico que comprometiera a los seis países a determinadas reglas comunes necesarias para asegurar el éxito del proceso. Dicho mecanismo fue plasmado como el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, que fue suscrito por los Presidentes de los Países, el 30 de diciembre de 1996, en la ciudad de Guatemala. Su primer protocolo fue suscrito en la Ciudad de Panamá, República de Panamá, el 11 de julio de 1997.

El Tratado Marco con su primer protocolo entró en vigencia el 18 de junio de 1998, una vez que fueron depositados los primeros instrumentos de ratificación en la Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana (SG-SICA). Con la ratificación de Panamá, el 15 de diciembre de 1998, se completó la vigencia para los seis países.

Dada su relevancia para el Proyecto se adjunta una versión integrada del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer Protocolo como Anexo No. 1.

Las distintas fechas de ratificación legal en los Congresos de cada uno de los países de América Central, se citan a continuación:

País	Ley o decreto	Fecha
Guatemala	Decreto 25 – 98	26 - 03 – 1998
El Salvador	Decreto 207 - 98	15 - 01 – 1998
Honduras	Decreto 219 - 98	29 - 08 – 1998
Nicaragua	Decreto 1778 - 97	21 - 10 – 1997
Costa Rica	Ley 7848 – 98	20 - 11 – 1998
Panamá	Ley 90 – 98	15 - 12 – 1998

Cuadro No.5. Fechas de ratificación en los Congresos.

En dicho Tratado Marco los Gobiernos de América Central se comprometieron a:

- La formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo.
- Impulsar la infraestructura de interconexión necesaria para el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional (MER).
- Designar a un ente público de cada país para participar en una empresa de capital público o con participación privada, con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará los sistemas eléctricos de los seis países. Esta empresa denominada Empresa Propietaria de la Red (EPR), estará regida por el derecho privado y domiciliada legalmente en un país de América Central.

- Otorgar el permiso, autorización o concesión a la EPR para la construcción y explotación del primer sistema de interconexión regional.
- Otorgar autorizaciones, permisos, o concesiones para futuras expansiones de las redes de transmisión regional a la EPR u otras empresas de transmisión regional.
- Autorizar a los entes públicos de los países miembros dedicados a cualquiera de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, para suscribir la compra de acciones en la sociedad mercantil que construya la primera línea regional de interconexión. A tal efecto podrán efectuar aportes en efectivo y no monetarios, tales como terrenos, derechos de servidumbre, diseños, topografía y otros.
- Declarar de interés público las obras de infraestructura eléctrica necesarias para las actividades del mercado eléctrico regional.
- Establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional.
- Garantizar el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región, sujetos únicamente a las condiciones establecidas en el Tratado Marco, sus protocolos y reglamentos.
- Exonerar aquellos tributos al tránsito, importación o exportación de energía eléctrica entre sus países, que discriminen las transacciones en el Mercado.

En resumen el Tratado Marco establece el compromiso de los Gobiernos de mantener una visión de largo plazo en el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, apoyado en el desarrollo de las redes de interconexión en la región y en el impulso a plantas de generación regionales, todo dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

El Segundo Protocolo al Tratado Marco suscrito por los Ministerios de Relaciones Exteriores de los Países de la Región, el 10 de abril de 2007, resolvió una serie de aspectos no detallados en el Tratado Marco y su primer Protocolo.

c) Acuerdo inicial de financiamiento de la Línea SIEPAC.

Los Ministros de Hacienda de los seis gobiernos centroamericanos suscribieron una Ayuda Memoria en Barcelona, España, con el Presidente del BID y el Vicepresidente del gobierno español, el 16 de marzo 1997. En dicho acuerdo se establece la elaboración de un plan de dos componentes para la realización del objeto del Tratado Marco: a) Cooperación Técnica para apoyar la creación de los organismos regionales y la puesta en funcionamiento del mercado regional; y b) Financiamiento para las obras de transmisión del proyecto de infraestructura por US\$ 320.000.000. Así mismo, los países participantes se comprometieron a conformar la Empresa Propietaria de la Red (EPR) y celebrar los contratos necesarios entre las partes para el financiamiento del proyecto.

Este Acuerdo sirvió de base para desarrollar y aprobar el Diseño General del Mercado Eléctrico Regional con base en fondos aprobados por el BID, así como para la constitución por parte de los seis gobiernos centroamericanos, de la Empresa Propietaria de la Red.

d) El Diseño General del Mercado Eléctrico de América Central.

El Diseño General del Mercado Eléctrico Regional (MER), desarrollado teniendo como normativa fundamental el Tratado Marco, fue aprobado por representantes de los gobiernos en el Grupo Director en mayo del año 2000.

El Diseño General del MER establece lo siguiente:

El MER es un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana.

Los objetivos del MER son:

- Incrementar la eficiencia en el abastecimiento regional de energía.
- Viabilizar proyectos de mayor escala para la demanda agregada.
- Incrementar la competencia y seguridad del suministro de energía eléctrica.
- Viabilizar el desarrollo de la red de transmisión regional.
- Promover e incrementar los intercambios de energía eléctrica.
- Uniformizar los criterios de calidad y seguridad operativa.

El diseño del MER está basado en las siguientes premisas:

- Desarrollar el mercado sobre la base de la realidad prevaleciente en la región.
- Respetar las autonomías de los países.
- Promover la competencia leal.
- Asegurar la economía y seguridad en el abastecimiento.
- Incorporar la inversión privada al esfuerzo regional a través del MER.
- Otorgar simplicidad, eficiencia y predictibilidad a las reglas del MER.

El ente regulador del MER será la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). La operación del MER será jerárquica, con un despacho central de la capacidad de transmisión y un despacho descentralizado de energía. El primer nivel jerárquico de la operación será ocupado por el EOR y el segundo lo ocuparán los operadores del sistema y del mercado nacionales (OS & M).

La administración técnica y comercial del MER estará normada por la reglamentación que dicte la CRIE.

Los productos que se comercializarán en el MER serán energía eléctrica horaria, servicios de transmisión, servicios auxiliares y servicios de operación del sistema y administración del MER. Estos productos se transarán en el Mercado Regional de Contratos y en el Mercado Regional de Oportunidad.

La Red de Transmisión Regional (RTR) estará formada por las líneas que puedan influir significativamente en los intercambios regionales, estará sujeta a la regulación regional y nacional, y la coordinación técnica y comercial será realizada por el EOR. Las ampliaciones de la RTR serán ampliaciones a riesgo y ampliaciones planificadas de acuerdo al Sistema de

Planeación de la Transmisión Regional (SPTR).

El sistema de tarifas de la transmisión se basará en tres componentes:

- Cargos variables de transmisión, que incluyen el costo de las pérdidas marginales y los costos de congestión.
- Peaje asociado al uso de las instalaciones.
- Cargo complementario para las ampliaciones planificadas únicamente.

e) La Reglamentación del Mercado Eléctrico Regional.

El Reglamento del Mercado Eléctrico de América Central, elaborado en función del Tratado Marco y del Diseño General del Mercado fue aprobado en su versión inicial por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el 15 de diciembre de 2005.

Esta Reglamentación fue revisada exhaustivamente por el Ente Operador Regional (EOR), habiendo realizado consultas a los diversos agentes del Mercado. El Reglamento ha quedado plasmado en los siguientes cinco libros:

- 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 – De las Disposiciones Transitorias.

La Unidad Ejecutora del proyecto coordinó la redacción inicial de los citados documentos, con apoyo de firmas consultoras especializadas en estos campos. Los Gobiernos, a través del Grupo Director, suscribieron un Convenio General del MER en diciembre de 2005.

Todos los fondos de Cooperación Técnica para los estudios iniciales de la Línea SIEPAC y los de la preparación de la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional, fueron otorgados al Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) para que los ejecutase por medio de una Secretaría Ejecutiva del Proyecto y posteriormente una Unidad Ejecutora.

La Unidad Ejecutora estuvo integrada por tres ejecutivos.

El CEAC es un organismo regional del sector eléctrico centroamericano, creado en el año 1985, con la finalidad primordial de lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de los Estados Miembros, por lo cual entre sus objetivos se encuentran la cooperación, coordinación e integración eléctrica regional.

La Cooperación Técnica para la formación y consolidación progresiva del Mercado Eléctrico Regional (MER), fue aprobada por el BID con un presupuesto de US\$16,4 millones de dólares, el cual incluye una porción no reembolsable de US\$5 millones, financiamiento reembolsable canalizado a través de las empresas representantes de los países en el CEAC por US\$9,9 millones y aportes de contrapartida por US\$1,5 millones.

Al agotarse en 2008 los fondos dispuestos en la Cooperación Técnica, el BID otorgó una Cooperación Complementaria, por un monto de US\$1,5 millones, orientados a complementar las tareas de puesta en funcionamiento del MER, en paralelo con la operación de la Línea de Transmisión SIEPAC. las tareas principales fueron: (i) apoyar la creación de interfases entre el MER y las regulaciones nacionales; (ii) apoyar la sustitución del TRMER por el RMER; (iii) impulsar el fortalecimiento de los entes EOR y CRIE para que puedan contar con recursos sostenibles; y (iv) impulsar las acciones para que proyectos de generación eléctrica de carácter regional se materialicen prontamente.

f) El Segundo Protocolo al Tratado Marco.

No fue sino hasta que se aprobó el Reglamento del MER, en diciembre 2005, que se pudo visualizar las ampliaciones que se debían realizar al Tratado Marco en su Segundo Protocolo. Por eso, durante los años 2006 y 2007 los gobiernos y los entes regionales estuvieron activos en la redacción final de dicho protocolo, para el cual se requería un consenso de los seis. Finalmente, en Abril del 2007, lo suscriben los seis gobiernos de la región, en Mérida, México.

A la fecha, los seis países han ratificado dicho Protocolo y éste ha entrado en plena vigencia.

El Segundo Protocolo introduce aspectos relevantes tales como: el régimen de sanciones; mecanismos de disputas; modalidad de pago de los servicios del MER; obligaciones de los agentes nacionales de ser agentes regionales; y otros más.

g) La Unidad Ejecutora del Proyecto.

Los seis países participantes conformaron un Grupo Director del Proyecto, integrado por un representante por país, con la autoridad suficiente para ser vocero de la política energética de su país en relación al proyecto. El Grupo Director (GD) tiene la responsabilidad por el desarrollo del MER y por tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales del proyecto. El Grupo Director estableció los mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR, para someter a consideración de tales organismos regionales los productos del Proyecto, en los ámbitos de responsabilidad de cada uno.

Inicialmente también operó un Comité de Programación y Evaluación (CPE) integrado por dos representantes de cada país, designados por sus gobiernos, que representan al sector eléctrico.

Con el segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, se institucionaliza un Consejo Director con potestades supranacionales y de representación de los Gobiernos para apoyar este proceso de desarrollo y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional, en coordinación con los organismos regionales ya establecidos.

Una vez que inició sus actividades este Consejo Director en el transcurso del año 2010, dejó de operar el Grupo Director.

h) El Proyecto Mesoamérica (antes Plan Puebla – Panamá) y su relación con el Proyecto.

El 28 de junio de 2008, los mandatarios de Centroamérica, Colombia y México participaron en la X Cumbre del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, en la Ciudad de Villahermosa, Tabasco, con el objetivo de revisar el proceso de reestructuración del Plan Puebla Panamá (PPP) —iniciado en la Cumbre para el Fortalecimiento del PPP celebrada en abril de 2007 en la ciudad de Campeche—, y acordaron su evolución hacia el Proyecto de Integración y Desarrollo de Mesoamérica: “Proyecto Mesoamérica”.

El Proyecto Mesoamérica es un mecanismo de diálogo y coordinación que articula esfuerzos de cooperación, desarrollo e integración entre los nueve países de la región (Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y Colombia), con el objetivo de mejorar la calidad de vida de sus habitantes. Así mismo, busca ampliar y fortalecer sus capacidades para hacer efectiva la instrumentación de proyectos que redunden en beneficios concretos en materia de desarrollo social, infraestructura y conectividad.



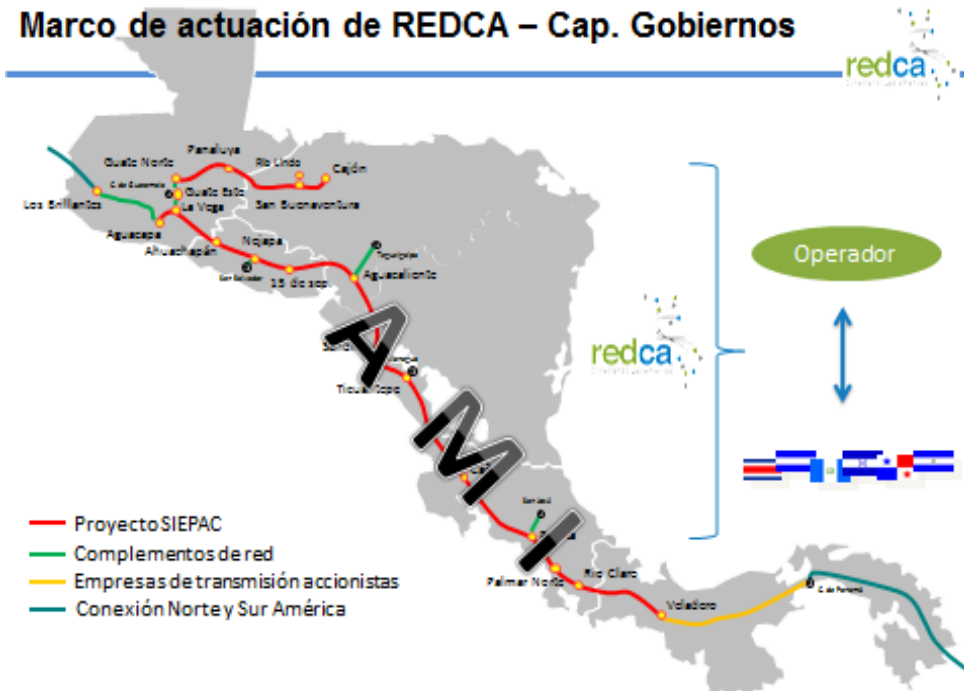
El Plan Puebla Panamá (PPP), actualmente Proyecto Mesoamérica, había nacido en julio de 2001 como un interés de los Gobiernos de México, Belice, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, de aprovechar las riquezas y las ventajas comparativas de la región mesoamericana, subsanar su déficit histórico en infraestructura, reducir sus marcados índices de pobreza y su vulnerabilidad ante los desastres naturales.

Para dicho propósito se plantearon ocho iniciativas, de las cuales cabe destacar por un lado la de Interconexión Energética que considera principalmente el Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) y el proyecto de Interconexión Eléctrica México - Guatemala y por otro la Iniciativa de Telecomunicaciones que posee como principal proyecto la Autopista Mesoamericana de Información (AMI), sobre lo cual se han tomado las previsiones correspondientes para que su eje central sean las fibras ópticas que instalará EPR en la infraestructura del proyecto SIEPAC, y que serán administradas por REDCA.

Los estudios de la AMI fueron llevados a cabo por la Comisión Técnica Regional de Telecomunicaciones de Centroamérica (COMTELCA), con apoyo financiero del BID y del BCIE, para lo cual se contrató a la firma PriceWaterhouseCoopers en la consultoría para el Planeamiento y Diseño de la AMI.

REDCA realizó importantes estudios de mercado, con apoyo de una Cooperación Técnica No Reembolsable otorgada por la Corporación Andina de Fomento (CAF), los cuales culminaron en el año 2010.

Marco de actuación de REDCA – Cap. Gobiernos



Por otra parte REDCA, ha obtenido resultados satisfactorios en materia de interconexión con las empresas accionistas de EPR en la región, con el fin de complementar la infraestructura que sirva como llegada a las ciudades capitales de cada uno de los países inicialmente, cabe destacar que a finales de 2009, se logró la aprobación de ETESA de Panamá, en lo que respecta a esta tipo de acuerdos. Igualmente se perfilan

las demás empresas participantes de la región para lograr que en el 2011, se cierre la gran mayoría de este tipo de acuerdos. Todo esto con el fin de lograr una mayor participación de REDCA en el mercado.

Debido a la dinámica del mercado de telecomunicaciones, se espera que los resultados obtenidos por el estudio de mercado contratado por REDCA, sirvan para incrementar la información que actualmente se posee de la AMI.

Un aspecto importante a destacar es el apoyo logrado por la Coordinación de REDCA con el BID, para materializar aspectos relacionados con el desarrollo del negocio y beneficios adicionales en materia de infraestructura complementaria. A la fecha, se está avanzando en obtener apoyo del BID, por lo cual este organismo ha participado con especialistas de telecomunicaciones en las sesiones de Junta Directiva de REDCA.

El Proyecto Mesoamérica ha permitido impulsar la integración, avanzar en la armonización de las políticas públicas, contribuir a la convergencia de los diferentes mecanismos de integración y consolidar un Mercado Eléctrico Regional que asegure el abasto de energía eléctrica a toda la región. El apoyo de la Dirección Ejecutiva y el Grupo Técnico Interinstitucional (GTI), ha sido determinante para el mejoramiento de los proyectos de energía y telecomunicaciones.

En la segunda fase se ha tenido mayor apoyo del Grupo Técnico Interinstitucional (GTI) para obtener permisos municipales y resolver dificultades de seguridad del Proyecto.

En la XIII Cumbre de Jefes de Estado y de Gobierno del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla, realizada en Mérida, Yucatán, el 5 de diciembre 2011, resolvieron lo siguiente:

PRIMERO: Instruir a los entes del sector eléctrico a concluir en 2012 los trabajos de construcción y refuerzos de la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), asimismo la entrada en vigor del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y con ello, el pleno funcionamiento del Mercado;

SEGUNDO: Instruir al Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, reforzar la infraestructura de la interconexión México-Guatemala con el SIEPAC que permita el flujo internacional de energía en Mesoamérica, así como acelerar los trabajos para cerrar el circuito del anillo de fibra óptica para el inicio de la interconexión en materia de telecomunicaciones;

TERCERO: Solicitar a las instancias que correspondan en Colombia y Panamá, la pronta realización de la subasta de los derechos financieros para interconectar a los dos países e invitar a los organismos reguladores, a continuar el desarrollo de la armonización regulatoria, en la medida que se encuentren aspectos necesarios de modificar, siempre teniendo en cuenta los principios establecidos en los acuerdos que se suscribieron en el 2009 para tal fin;

CUARTO: Instar a la empresa Red Centroamericana de Fibras Ópticas (REDCA) avanzar en la implementación del Plan de Negocios y los preparativos que le permitan iniciar operaciones durante 2012, una vez que se complete la instalación de la infraestructura regional de la fibra óptica destinada para el servicio de telecomunicaciones.

i) LA EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED.

EPR se constituyó en febrero 1999, con el concurso de las seis empresas eléctricas públicas de la región designada por su respectivo gobierno, por partes iguales, y se dispuso a definir los mecanismos idóneos para integrar en el capital social de la empresa a socios privados. Sus oficinas gerenciales se instalaron en San José, Costa Rica, en marzo de 2002, actualmente los socios son 9, INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ENEE de Honduras, ENATREL de Nicaragua, ICE de Costa Rica, ETESA de Panamá y los socios extra regionales ENDESA de España(Latinoamérica), ISA de Colombia y CFE de México.



De acuerdo al Artículo 4 del Tratado del Mercado Eléctrico Regional (MER), el mercado operará como una 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. 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.

La EPR es una sociedad regida por el derecho privado, constituida en Panamá, facultada por los Gobiernos de América Central cuya función es desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectara los sistemas eléctricos de los seis países, considerando que las redes de transmisiones, tanto regionales como nacionales, serán de libre acceso a los agentes del Mercado.

El capital autorizado de esta sociedad, corresponde a cincuenta y ocho millones quinientos mil dólares (US\$58.500.000,00), moneda de Curso Legal de los Estados Unidos de América, representado por cincuenta y ocho mil quinientos (58.500) acciones comunes, con un valor nominal de MIL DÓLARES (US\$1.000), cada una. Los certificados de acciones de esta sociedad son emitidos en forma nominativa.

ACCIONISTA	Miles US\$ Capital Social	Miles US\$ Aportes recibidos	% de Capital Social Pagado
INDE	6.500	6.500	100,0%
CEL - ETESAL	6.500	6.500	100,0%
ENEE	6.500	6.500	100,0%
ENATREL	6.500	6.500	100,0%
ICE - CNFL	6.500	6.500	100,0%
ETESA	6.500	6.500	100,0%
ENDESA	6.500	6.500	100,0%
ISA	6.500	6.500	100,0%
CFE	6.500	6.500	100,0%
TOTAL	58.500	58.500	100,0%

Cuadro No.6. Estado de Capitalización de los Accionista de EPR.

Cabe aclarar que las acciones propiedad de los socios de El Salvador y de Costa Rica se encuentran fraccionadas entre dos empresas de cada país, habiendo un compromiso tanto de las empresas CEL y ETESAL de El Salvador, como del ICE y CNFL de Costa Rica, de actuar como un solo socio. De acuerdo al Pacto Social, ninguno de los accionistas actuales o futuros, podrá tener directa o indirectamente, más de un quince por ciento (15%) de las acciones que conforman el capital emitido y en circulación de la sociedad.

La sociedad tiene su domicilio legal en la Ciudad de Panamá, República de Panamá, y ha establecido oficinas o sucursales en cada una de las repúblicas centroamericanas.

La duración de la sociedad se estableció en treinta y cinco (35) años a partir de la fecha de suscripción de su Pacto Social. La Asamblea de Accionistas es el órgano máximo de toma de decisiones y está integrada por los titulares de las acciones emitidas y en circulación de la sociedad.

Las reuniones de los accionistas pueden celebrarse en la República de Panamá, o en cualquiera otro país de la región. Dichas reuniones pueden ser convocadas por el Presidente, por el Vicepresidente en ejercicio de las funciones de Presidente, o por los titulares de por lo menos el veinte por ciento (20%) de las acciones emitidas y en circulación, con una antelación de 15 días.

La mayoría de las acciones emitidas y en circulación constituirá quórum en la Asamblea de Accionistas. Asimismo, las decisiones y acuerdos de la Asamblea de Accionistas son tomados por el voto favorable de la mayoría de las acciones emitidas y en circulación, salvo en los casos siguientes, para los cuales se requerirá el voto afirmativo de los titulares del ochenta y cinco por ciento (85%) de las acciones emitidas y en circulación, con derecho a voto de la sociedad: modificaciones al plazo de duración; fusión con otras sociedades, compra de acciones de otras sociedades o inversión conjunta con otras sociedades; participación de la sociedad en un negocio distinto al giro ordinario; solicitud de quiebra voluntaria; aumentos de capital; disponer de sus activos fuera del giro ordinario de sus negocios o gravar sus activos para garantizar obligaciones frente a terceros. Para la disolución de la sociedad y modificación del Pacto Social se requerirá el ochenta y nueve por ciento (89%) de las acciones emitidas y en circulación con derecho a voto de la sociedad.

Los negocios de la sociedad son administrados y dirigidos por una Junta Directiva que tiene el control y dirección de los asuntos de la sociedad. La Junta Directiva puede ejercer todas las facultades de la sociedad, salvo las que la ley, el Pacto Social o los Estatutos confieran o reserven a los accionistas. La sociedad tiene nueve (9) directores nombrados por los accionistas.

Los directores no necesitan ser accionistas, y podrán ser removidos en cualquier tiempo, sin causa, por los accionistas quienes hayan dado lugar a su designación o por el voto de los titulares del setenta y cinco por ciento (75%) de las acciones emitidas y en circulación.

Las reuniones de la Junta Directiva de la sociedad podrán celebrarse en su domicilio, o en cualquier ciudad de cualquier país del mundo, si por las dos terceras partes de sus votos lo acuerda la Junta Directiva.

La Misión, Visión y Valores de la EPR, aprobados por la Junta Directiva fueron modificados y aprobados por la Junta Directiva en su última sesión y se transcriben a continuación:

MISIÓN

Contribuir a la consolidación del Mercado Eléctrico Regional, dentro del marco de la integración de América Central, mediante el desarrollo y la gestión de sus activos con eficiencia y confiabilidad, en armonía con el medio ambiente, y bajo criterios de seguridad, calidad y responsabilidad social.

VISIÓN

En el año 2017 la Empresa Propietaria de la Red será reconocida como líder regional en disponibilidad de sus activos y en la promoción de proyectos para el transporte internacional de energía eléctrica que contribuyan al desarrollo socioeconómico de América Central y agreguen valor a los accionistas.

PROPUESTA DE VALOR

La ***Empresa Propietaria de la Red*** promueve la formación y consolidación del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central a través de una gestión eficiente de sus activos, la cual garantice la prestación de un servicio con los niveles de disponibilidad y

confiabilidad que viabilicen los intercambios de energía eléctrica entre los países de la región.







Su posición neutral ante el mercado lo impulsa a la búsqueda, promoción y ejecución de proyectos de transmisión de energía eléctrica en alta tensión que aseguren el abastecimiento de los mercados locales. Generamos relaciones de confianza con nuestros grupos de interés manteniendo una comunicación oportuna y transparente.

La gestión empresarial se soporta en procesos estandarizados, seguros para las personas, en equilibrio con el ambiente y socialmente responsables.

En el Anexo No. 2 se presenta una versión actualizada del Pacto Social de EPR que contiene todos los cambios que se le han introducido. También se incluye copia de los Estatutos vigentes aprobados por la Junta Directiva.

El Presidente, el Vicepresidente y demás Dignatarios de la sociedad son designados anualmente por la Junta Directiva estableciéndose un turno rotatorio entre todos ellos.

La integración de la Junta Directiva y sus Dignatarios del año 2014:

Accionista/ País	Logo	Foto	Cargo
CEL El Salvador			Presidente Ludwing M. Valdez Grande
ETESA Panamá			Vice-Presidente Fernando A. Marciscano R.
CFE México			Tesorero Roberto Duque Ruiz

ENDESA España			Secretario Lucio Rubio Diaz
ENEE Honduras			Vocal 1 Emil Hawitt Medrano
INDE Guatemala			Vocal 2 Marinus Arie Boer J.
ICE Costa Rica			Vocal 3 Teofilo de la Torre Argüello
ISA Colombia			Vocal 4 Gabriel Jaime Melguizo Posada
ENATREL Nicaragua			Vocal 5 Salvador Mansell Castrillo

En la actualidad se encuentra autorizado y debidamente registrado como apoderado generalísimo sin límite de suma de la sociedad y sus sucursales en los seis países de América Central, José Enrique Martínez Albero, quién ocupa el puesto de Gerente General.

La Junta Directiva designó como Gerente de Administración y Finanzas a Luis Manuel Buján

Loaiza y recientemente como Gerente de Operación y Mantenimiento a José Carlos Farfán Colindres.

En las Oficinas o Sucursales constituidas en los países de la región y se ha otorgado un Poder Especial de Administración a las siguientes personas:

- Juan Luis Guzmán, en Guatemala.
- Karla Hernández, en Honduras.
- Ezequiel Galdámez, en El Salvador.
- Fernando Álvarez, en Nicaragua.
- Manuel Chacón Morales, en Costa Rica
- Ana Graciela Ché, en Panamá.

j) Interconexión México – Guatemala

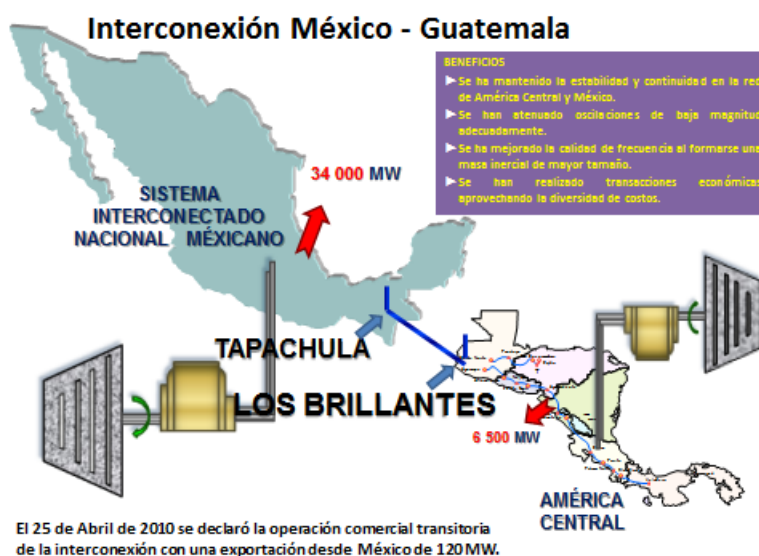
El proyecto de Interconexión México – Guatemala nace del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla (2001). del Convenio de Cooperación Energética (1997). El 20 de mayo de 2003, se firmó el Memorándum de Entendimiento entre el Ministerio de Energía y Minas (MEM) de Guatemala y la Secretaría de Energía de México.

El Objetivo fue establecer las condiciones generales para la construcción y mantenimiento (Convenio INDE-CFE) y operación y explotación del proyecto (Convenio AMM-CFE)

El proyecto consiste en una línea de transmisión 400 KV de 98.6 Km (27 Km en México y 71.6 Km en Guatemala) con un circuito habilitado y las estructuras preparadas para doble circuito, la ampliación subestaciones Los Brillantes y Tapachula, con una capacidad transformación de 225 MW iniciales.

La puesta en operación del proyecto inició con la autorización de la CNEE para la conexión al sistema de transporte en abril de 2009 y CRIE aprobó la solicitud de conexión en agosto de 2009, posteriormente se suscribió el Protocolo de operación AMM-CFE en septiembre de 2009, realizando un programa de pruebas definido por los OS/OM, EOR y CENACE.

EOR autorizó la puesta en servicio de la interconexión Guatemala-México, a partir del 26 de febrero de 2010. En marzo de 2010, el EOR solicitó la instalación de un esquema de disparo transferido. A partir del 22 de abril de 2010, se inició la Operación Normal Transitoria.



k) Interconexión Colombia Panamá

El proyecto consiste básicamente en una Línea de Interconexión eléctrica de 614km (340 Km en territorio Colombiano y 274Km en territorio Panameño), en corriente directa (HVDC), entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, con capacidad: 300 – 600 MW y fecha prevista de entrada: 2013-2014, a ser desarrollada por una entidad acordada entre ETESA e ISA denominada Interconexión Colombia Panamá (ICP) www.interconexioncp.com.

El primero de agosto de 2008, los presidentes de Colombia y Panamá acuerdan que las empresas ISA y ETESA construyan la interconexión como un activo de conexión a riesgo, se concrete en el menor tiempo posible el esquema regulatorio que permita la interconexión, con la legislación vigente y sin tratados especiales, y las autoridades ambientales agilicen la expedición de los respectivos permisos.

Interconexión Colombia – Panamá (ICP)

Enlace fundamental para la integración eléctrica de América



El modelo de intercambios de energía será un intercambio basado en la participación de agentes habilitados de un país en el otro país, de acuerdo a la regulación de cada país respectivamente en Panamá: Agentes de Interconexión Internacional y en Colombia: Generadores y Comercializadores; la interconexión habilitará una demanda o una oferta en cada Mercado, considerada como propia, la línea de interconexión, se construirá como un activo de conexión a riesgo, sin tarifas aplicadas.

Una de las variables más importantes en el proceso que viabilizará el proyecto de interconexión eléctrica es la regulación; la propuesta de armonización regulatoria entre

Colombia y Panamá se encuentra en proceso de consulta pública por parte de los reguladores eléctricos de los dos países, y se han generado los espacios de análisis y discusión, a partir de los cuales deben identificarse necesidades de armonización con la regulación del MER, para formular soluciones y asegurar la articulación requerida, que posibilite los intercambios de energía entre Colombia, Panamá y el Mercado Eléctrico Regional de América Central.

ETESA e ISA mencionan que el avance logrado hasta ahora ha sido en la línea de asegurar una armonización regulatoria binacional mencionando que en el largo plazo se puede realizar una integración entre el mercado Andino y el MER. Se encuentra en proceso la solicitud de aprobación para conexión a RTR los avances son los siguientes:

En diciembre de 2010, se inició del proceso formal (solicitud de ICP a CRIE), en febrero de 2011, se creó el Expediente CRIE-TA-02-2011, en Marzo de 2011 se remitió a ICP el informe de revisión, por parte de EOR, de los estudios de conexión, En julio de 2011. ICP presenta a EOR Informes Complementarios 1 y 2, dando respuesta a los comentarios posteriores recibidos de los OS/OM y agentes transmisores, en septiembre de 2011. ICP entrega informe complementario 3, dando respuesta a nuevos comentarios e inquietudes de ICE, El EOR emite concepto técnico; ICP está a la espera respuesta formal de CRIE

Se cuenta con los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto. A partir de ellos, se están ejecutando otros análisis técnicos de detalle para ajustar el CAPEX esperado del proyecto.

En términos de autorizaciones sólo está pendiente la aprobación de la solicitud de acceso a la Red de Transmisión Regional (por parte de la CRIE).

Se avanza en la ejecución del Estudio de Impacto Ambiental y Social, estando por iniciar los procesos de consulta previa ante comunidades étnicas en Colombia.

Con el fin de generar condiciones adecuadas para el éxito de la subasta, se confirma la coordinación requerida con los procesos de compra de energía para incentivar la participación de los agentes en la subasta de asignación de DFACI.

El proceso que define el esquema armonizado Colombia-Panamá está en una etapa avanzada; los reguladores emitieron en 2011 la normatividad básica, consistente con la regulación regional (MER), buscando optimizar el uso de la línea: Resolución CREG 055/2011 y Resolución ASEP AN-4508-Elec.

La ASEP promulgó la Resolución AN No.5044-Elec, mediante la cual se modifican las Reglas de Compra en Panamá para permitir que en los Actos de Concurrencia para la contratación de la Potencia y/o Energía para el abastecimiento de los Clientes de las Empresas de Distribución Eléctrica, participen Agentes Regionales o Agentes del MER (en virtud del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos) y Agentes de Interconexión Internacional y Potenciales Agentes de Interconexión Internacional).

El Reglamento de Subasta ha sido ajustado y puesto a consideración de los reguladores para su aprobación.

I) Refuerzos Nacionales

Los refuerzos de nacionales son obras de transmisión necesarias para que en conjunto con la línea SIEPAC se puedan transmitir hasta 300 MW entre pares de países, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del RMER.

Se han realizado estudios para identificar estas obras elaborando una estimación de costos de estas obras requeridas, también verificando que estos refuerzos nacionales estén comprendidos en los planes de expansión de cada uno de los países.

Estos estudios fueron remitidos directamente a la CRIE, EOR y Consejo Director, Empresas Regionales de EPR y Entidades Multilaterales de financiamiento el estudio final sobre “ACTUALIZACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE REFUERZOS NACIONALES DE TRANSMISIÓN”, para que puedan realizar el seguimiento y en consenso incorporarlos a los Planes de Expansión de la Transmisión de cada país. También se solicitó al Secretario Ejecutivo del CEAC darle continuidad al tema de refuerzos nacionales y apoyo para que se realicen reuniones con el EOR y las entidades involucradas (CRIE, CD-MER, Empresas de Transmisión) a fin de encontrar los mecanismos para obtener acuerdos en el sentido de promover la implementación en el corto y mediano plazo de las obras descritas en dichos estudios. También se le solicitó el interés de EPR que el CEAC como promotor de acuerdos bilaterales o multilaterales para la interconexión eléctrica entre los países de América Central, se le brinde un seguimiento continuo a este tema.

El resumen de los costos estimado de estos refuerzos se muestra en la siguiente tabla:

País	Costo Total de Refuerzos	% del Total
Guatemala	\$10,400,000.00	6.59
El Salvador	\$12,195,000.00	7.73
Honduras	\$43,175,000.00	27.35
Nicaragua	\$42,501,800.00	26.93
Costa Rica	\$19,285,000.00	12.22
Panamá	\$30,287,000.00	19.19
Total	\$157,843,800.00	100.00

Cuadro No.7. Costo Estimado de Refuerzos.

Es necesario planificar los refuerzos de las interconexiones existentes entre Honduras - Nicaragua y Nicaragua – Costa Rica, en la siguiente tabla se muestran obras que no están incluidas en ningún plan de transmisión.

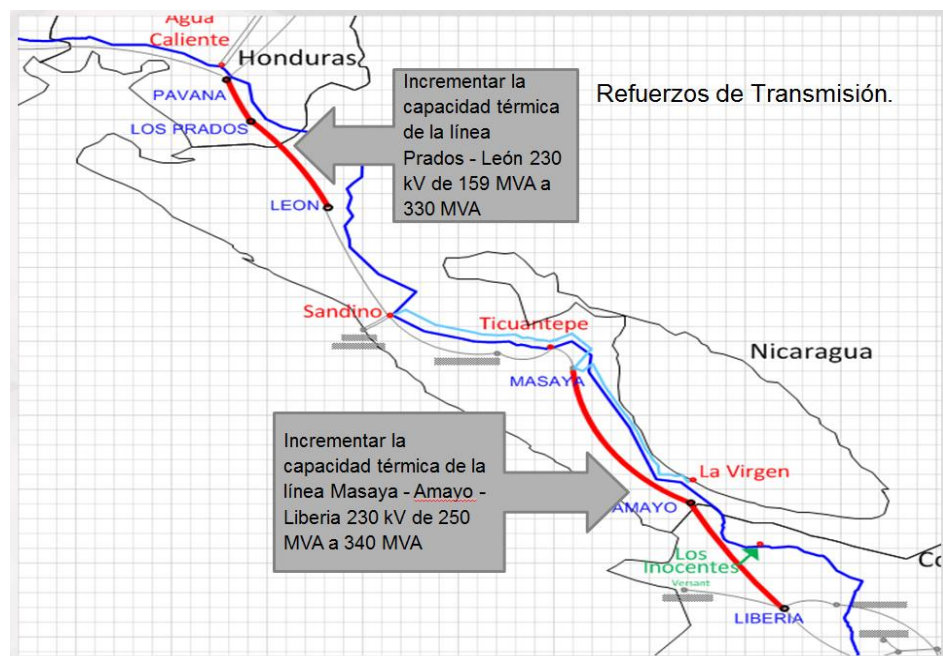
1	Incrementar la capacidad térmica de la línea Prados - León 230 kV de 159 MVA a 330 MVA.	\$3,780,000.00
2	Incrementar la capacidad térmica de la línea Amayo - Masaya 230 kV de 250 MVA a 340 MVA.	\$4,225,000.00
3	Incrementar la capacidad térmica de la línea Amayo - Liberia 230 kV de 250 MVA a 340 MVA.	\$1,050,000.00

Cuadro No.8. Obras que no están incluidas en ningún plan de transmisión.

El Consejo de Electrificación de América Central en la XXXVI Reunión Conjunta Extraordinaria desarrollada el 30 de noviembre de 2011 tomó las siguientes resoluciones con respecto a los Refuerzos Nacionales.

Resolución NO. XXXVII RC.E 159.2

Dar seguimiento a los temas de los refuerzos nacionales en conjunto con el EOR, las Empresas de Transmisión y el apoyo del BID de modo de identificar aquellas obras necesarias para que la Línea SIEPAC permita que se den intercambios de 300 MW en la región.



Resolución NO. XXXVII RC.E 159.3

Solicitar que los refuerzos indicados en el estudio presentado por la EPR, sean revisados por ENATREL y la ENEE, con el fin de verificar si efectivamente lo mismos son necesarios. EPR dará un seguimiento a estas obras que son las más significativas para garantizar las transferencias de 300 MW entre países.

A continuación se listan las obras más significativas que garantizan las transferencias de 300 MW entre países.

Guatemala

- Construcción de 132 km de Línea de transmisión a 230 KV entre las Subestaciones Esperanza – Sololá – Las Cruces – Guate Sur.
- Construcción de 94 km de Línea de Transmisión a 230 KV entre las Subestaciones Escuintla – Palin Las Cruces – Guate Oeste - Los Reyes.

El Salvador.

- Incrementar la capacidad térmica de la línea entre las subestaciones Ahuachapán - Sonsonate 115 KV de 130 MVA a 190 MVA
- Incrementar la capacidad térmica de la línea entre las subestaciones Santa Ana - Ahuachapán de 130 MVA a 160 MVA

Honduras

- Construcción de la Subestación Amarateca con transformación 230 KV / 138 KV.
- Construcción de Línea de transmisión San Buenaventura – San Pedro Sula y la subestación de San Pedro Sula 230 KV / 138 kV

Nicaragua

- Incrementar la capacidad térmica de líneas de 230 KV entre las Subestaciones Leon en Nicaragua y Prados – Pavana en Honduras. de 159 MVA a 330 MVA
- Incrementar la capacidad térmica de la línea Amayo - Masaya 230 KV de 250 MVA a 340 MVA

Costa Rica

- Incrementar la capacidad térmica de líneas de 230 KV a 340 MVA entre las Subestaciones Masaya – Amayo en Nicaragua y Liberia en Costa Rica.
- Incrementar la capacidad térmica de la línea Cañas - Liberia 230 KV de 300 MVA a 400 MVA

Panamá

- Incrementar la capacidad térmica de líneas de 230 KV entre las Subestaciones Veladero – Llano Sánchez – Panama I
- Construcción del Doble circuito PANII - Santa Rita 115 KV.

4. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN REGIONAL.

La infraestructura SIEPAC consiste en la ejecución del Primer Sistema de Transmisión Eléctrica Regional que reforzará la red eléctrica de América Central (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), que se describe a continuación:

Líneas de transmisión eléctrica a 230 kV de un circuito, con torres previstas para un segundo circuito futuro, con las siguientes longitudes por país: Guatemala: 283 km; El Salvador: 286 km; Honduras: 273 km; Nicaragua: 307 km; Costa Rica: 493 km; y Panamá: 150 km. sumando en total 1.792 Km. Además se incluyen los equipos de compensación reactiva necesarios.

Uno de los cables de guarda de la línea será tipo OPGW, más la adición de cable OPGW de torre T (43) a la Subestación de la Planta Cajón en Honduras. Este cable incorpora fibras ópticas con 12 fibras monomodo y 24 de dispersión desplazada mediante las cuales es posible transmitir grandes cantidades de información, además de las funciones de monitoreo, telecontrol y telemedición requeridas en la operación de la línea.

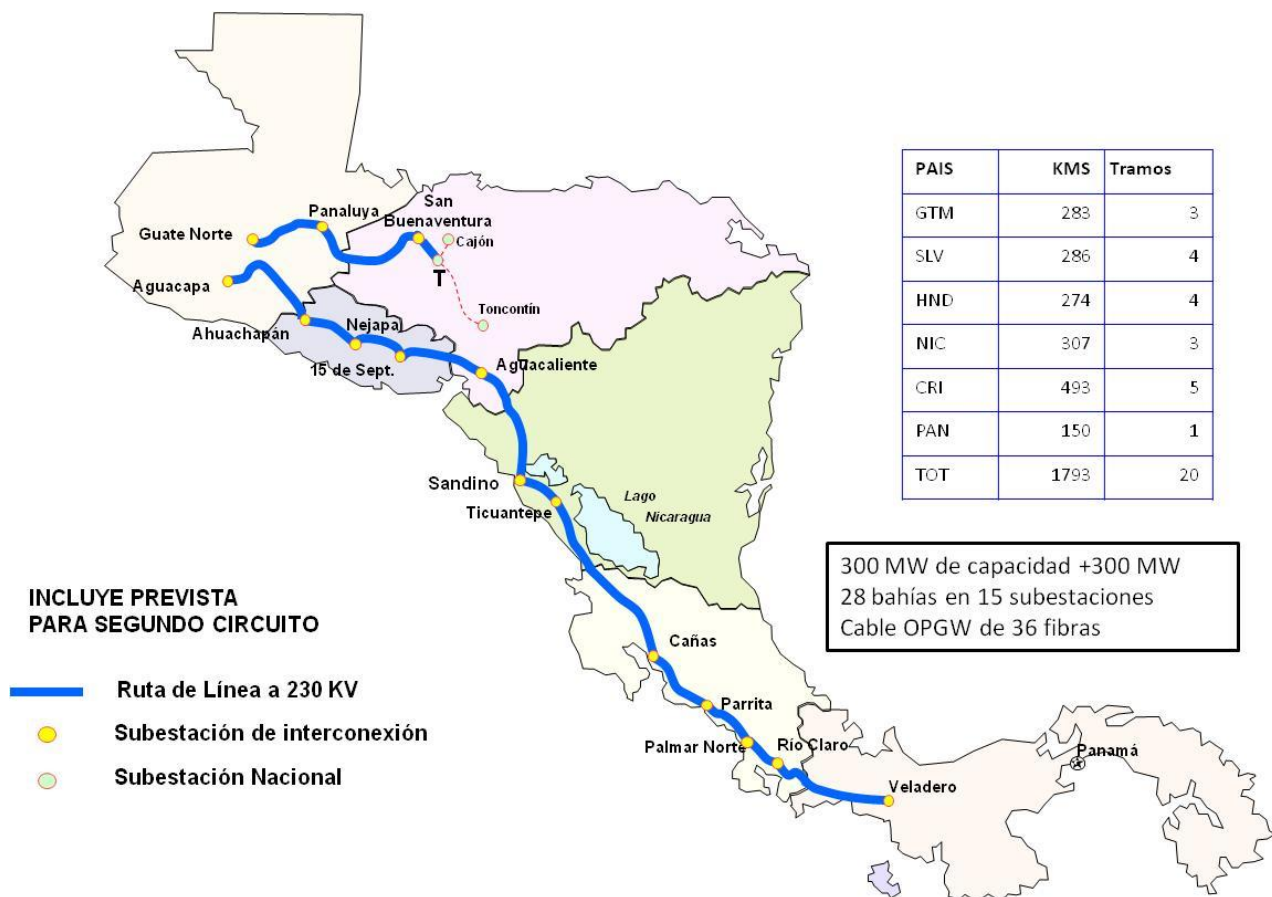
La Línea SIEPAC se conectará a las redes nacionales de cada país mediante un total de 28 bahías de acceso en las siguientes subestaciones: Guate - Norte, Panaluya y Aguacapa en Guatemala; Ahuachapán, Nejapa y 15 de Septiembre en El Salvador; San Buenaventura (incluyendo obras adicionales en esta subestación) y Agua Caliente en Honduras; Sandino y Ticuantepe en Nicaragua; Cañas, Parrita, Río Claro y Palmar Norte en Costa Rica; y Veladero en Panamá. En el tramo Ahuachapán – Nejapa - 15 de Septiembre en El Salvador, el segundo circuito quedará de una vez habilitado. La conexión a estas subestaciones no se incluye los transformadores de potencia de las subestaciones a donde se conecta la línea. Solo se financian con los recursos del Proyecto las bahías de llegada y salida de la línea, esto es, el interruptor, seccionadora, transformadora de medida y equipos de protección y control. Los terrenos para la construcción de las nuevas subestaciones o para las ampliaciones, los transformadores y demás equipos necesarios en cada subestación existente o futura, estarán a cargo de cada empresa de Transmisión.

Se han definido las siguientes consideraciones técnicas:

- Cada circuito viene equipado con conductor 1024.5 MCM ACAR 519.1 mm² y cada estructura dispone de 2 cables de guarda, uno de Alumoweld 7 No. 8 58.56 mm², y el otro con OPGW que vendrá equipado con fibra óptica 12 Monomodo (Single Mode) y 24 Dispersión desplazada (Non Zero Dispersion).
- En la concepción del proyecto se han introducido medidas destinadas a prevenir los riesgos sísmicos locales.
- No se utilizarán materiales que pudieran ocasionar efectos nocivos sobre el medio ambiente (amianto, halón, PCB).
- En la concepción, construcción y explotación se respetarán las recomendaciones de los correspondientes estudios de impacto ambiental, planes de gestión/supervisión ambiental, códigos aplicables al Proyecto y las normas vigentes de seguridad ocupacional y autorizaciones oficiales.

Desde sus inicios, la infraestructura del SIEPAC ha sido concebida con una disponibilidad de fibras ópticas contenidas dentro de uno de sus hilos guarda del tipo OPGW, según se resumió en las consideraciones técnicas anteriores.

Una parte de esta fibra óptica es necesaria para las necesidades propias de la operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión y crecimiento de las necesidades propias del sector eléctrico centroamericano, dejando un remanente para otros usos.



Para lograr un mayor desarrollo regional en las comunicaciones entre los países, se avanza en complementar las fibras ópticas de EPR con las fibras de las empresas accionistas de la región, para lograr un proyecto con más potencial, que considere inclusive interconexiones de fibras ópticas con los cables submarinos que arriban en distintos puntos de la región centroamericana. Se han suscrito Convenios relacionados por la EPR con las empresas de transmisión de América Central para avanzar al respecto.

Los Gobiernos de los países, mediante representantes específicos que han designado para tomar las decisiones necesarias para lograr los objetivos integrales de la Línea SIEPAC, han acordado la actual definición del proyecto, la cual ha sido debidamente reflejada en un Anexo del Libro III - Transmisión del Reglamento del Mercado Eléctrico de América Central, el cual se actualiza periódicamente durante la ejecución del proyecto. En Anexo No. 3 se adjunta una versión que cuenta con las aprobaciones de la Junta Directiva de la EPR, del Grupo Director, del Ente Operador Regional y de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. Dichos representantes de los Gobiernos, conformados como Grupo Director, son los responsables de establecer los ajustes finales de la definición de la Línea SIEPAC y de los costos correspondientes hasta la entrada en operación de la línea SIEPAC.

El Reglamento del Mercado Eléctrico de América Central que contiene el Libro III antes citado fue aprobado por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) el 15 de diciembre de 2005, marcando un hito importante en el proceso de creación y consolidación de este Mercado.

Las principales experiencias de la Línea SIEPAC son:

- El sistema eléctrico como MODELO de un proceso de integración de una región de seis países.
- Experiencia en la resolución de aspectos relacionados con la ejecución de un proyecto de escala regional. (Estudios, Diseños, Ambiente, Servidumbres, Ejecución, Legislaciones, Permisos, Autorizaciones, etc.)
- Importancia de consolidar una red de transmisión regional con la línea SIEPAC y refuerzos de los sistemas nacionales de transmisión regional incrementando la calidad, continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico en la región.
- Previsión para crecimiento futuro de la capacidad de transmisión regional.
- Financiamiento optimizado en beneficio de la región: bajo costo, largo plazo y alto apalancamiento.

Los próximos desafíos son:

- Continuar fortaleciendo la red de transmisión regional (RTR).
- Habilitar doble circuito de acuerdo necesidades.
- Consolidar la interconexión con México.
- Ejecutar la interconexión con Colombia.
- Incentivar las interconexiones con Plantas de Generación Regional.

Bondades del SIEPAC (tres áreas fundamentales)

- Integración de seis sistemas eléctricos, creando un único mercado energético.
- Disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Integración de los sistemas de comunicaciones de Centroamérica, México, Colombia y los cables submarinos.

La Línea SIEPAC orientado a integrar la región, será una excelente pieza de planificación, inversión, y gestión del negocio de la generación eléctrica, con importantes impactos en otros negocios como los de infraestructura de fibra óptica para el desarrollo de telecomunicaciones, y su sinergia con el desarrollo empresarial y social, además de aportar su visión de infraestructura para la región, el proyecto debe incorporar una visión de institucionalidad tecnológica sostenible, que considere el desarrollo y la mejora del capital humano de la región.

En la región nos necesitamos unos a otros con el fin de aumentar la calidad de vida. Se continúa con una crisis económica que ha dejado a miles de nuestros ciudadanos sin trabajo, obligándoles a emigrar a otros lugares en busca de bienestar. Se pone así de manifiesto la necesidad de que todos los países promuevan un crecimiento integrador y con alto coeficiente de empleo.

La Línea SIEPAC es el motor inicial de la integración centroamericana donde supone reducir las trabas al comercio en materia de energía, con lo que aumentaría los flujos comerciales entre los países socios.

La Línea SIEPAC es la forma de planear a futuro de las cosas más esenciales que se necesitan desarrollar para el beneficio de las mayorías, energía y telecomunicaciones, este proyecto debe verse como el camino para lograr nuestra prosperidad.

Es muy importante tener un punto de partida que este sujeto a la realidad, la Línea SIEPAC presenta las condiciones y posibilidades para lograr el sueño de desarrollo.

Es necesario fomentar la inversión para la instalación de plantas de generación regionales y renovables para ello hay que mejorar las condiciones para las inversiones en nuestros países. Para ello es importante promover e incrementar la capacidad de la Línea SIEPAC habilitando desde ya el segundo circuito.

Los gobiernos deben de establecer políticas coordinadas y coherentes que generen empleos productivos, políticas de desarrollo de las competencias profesionales para aumentar la empleabilidad de los trabajadores, políticas y programas que promuevan el sector de energía renovable y políticas que elimine disparidades y vuelva a los países centroamericanos más integrables entre sí y con la economía internacional.

Los empleos del sector energético derivados del escenario de la Revolución Energética podrían alcanzar 25.000, lo que significa 5.000 empleos más que los que se crearían de seguir con el sistema actual.



5. ESTADO DE AVANCE DEL PROYECTO.

El primer tramo de la línea entró en operación el 3 de diciembre del 2010, y los restantes tramos entraron gradualmente hasta culminar el proyecto durante el año 2012, con excepción del tramo Parrita-Palmar Norte en Costa Rica, que tiene proyecciones de finalización en el año 2014.

El costo comprometido actual del proyecto asciende a cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$494.000.000,00), y su estructura de financiamiento se sintetiza a continuación:

- El Pacto Social de la EPR considera un Capital Social de cincuenta y ocho millones quinientos mil dólares (US\$58.500.000,00), los cuales se encuentran en proceso de pago.
- Con respecto a los créditos por doscientos cuarenta millones de dólares (US\$240.000.000,00) del BID, se han desembolsado en su totalidad.
- El 30 de septiembre de 2005, se suscribió un crédito por cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000,00) con el BCIE, con garantía de ENDESA, para el financiamiento de las bahías de acceso y equipo de compensación. La fuente madre de estos recursos, es el Banco Europeo de Inversiones (BEI). Este crédito fue ampliado en cuatro millones quinientos mil dólares (US\$4.500.000,00) mediante adenda suscrita en agosto del 2010.
- El 19 de marzo de 2007, se suscribió un segundo crédito con el BCIE (No. 1810 – B), con garantía genérica de EPR, hasta por diez millones de dólares (US\$10.000.000,00) para cubrir costos generales del proyecto. El BCIE aprobó una ampliación de diez millones de dólares (US\$10.000.000,00), con la garantía genérica de EPR, cuya Adenda de Modificación al Contrato fue suscrita el 28 de octubre de 2008.
- También fue suscrito el 29 de junio de 2007, el contrato de préstamo No. 1810-A, entre el BCIE y la EPR, con garantía de ISA, por cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000,000), el cual será ampliado en cuatro millones quinientos mil dólares (US\$4.500.000,00) mediante adenda a suscribir en el mes de agosto del 2011.
- La CAF suscribió y desembolsó un crédito con EPR hasta por dieciséis millones setecientos mil de dólares (US\$16.700.000,00), el cual incluye una previsión de hasta por un millón setecientos mil dólares (US\$1.700.000,00), para financiar una reserva de liquidez, exigida contractualmente, para cubrir las cuotas de amortización e intereses de un año.
- La CFE garantizó un crédito de hasta por cuarenta millones de dólares (US\$40.000.000,00), al igual que los demás accionistas de la EPR, el cual fue suscrito



en junio del 2010 con BANCOMEXT de México y ha sido ampliado en cuatro millones quinientos mil dólares (US\$4.500.000,00) mediante adenda suscrita el mes de agosto del 2010.

- Se ha suscrito créditos directos por cuatro millones quinientos mil dólares (US\$4.500.000,00) cada uno con el INDE, CEL y ETESA.
- El Directorio del BID autorizó la transferencia a EPR de créditos por cuatro millones quinientos mil dólares (US\$4.500.000,00) suscritos con el ICE, ENEE y ENATREL.

Al 30 de agosto del 2013 solo existían problemas de servidumbres en el tramo 17, que limitan la construcción de doce kilómetros debido a medidas cautelares.

Los terrenos para la instalación de las bahías de acceso en las subestaciones y los equipos de compensación, se encuentran disponibles, debido a que se realizarán en los sitios de las subestaciones de los accionistas de la EPR en la región.

En las siguientes dos secciones se presenta la información relacionada a los procesos licitatorios más importantes adjudicados por EPR.

6. OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Se muestran a continuación los resultados de los índices de calidad acumulados hasta el mes de octubre de 2013 y comparativo con el año 2012.

Indicadores de Calidad de Servicio Línea SIEPAC	Año 2012	Año 2013 (Al 30 de Noviembre)
Indisponibilidad Programada	3,44 salidas / 100 km 81,31 horas / 100 km	4,47 salidas / 100 km 55,86 horas / 100 km
Indisponibilidad Forzada	7,65 salidas / 100 km 40,03 horas / 100 km	3,12 salidas / 100 km 5,51 horas / 100 km
Índice de Disponibilidad	97,76%	99,08%

Los indicadores muestran que la Línea SIEPAC se encuentra dentro de las metas anuales.

Desde el año 2010 en que EPR gradualmente inició la puesta en servicio de sus instalaciones hasta el último enlace puesto en servicio en febrero de 2013, la capacidad de transmisión o porteo en la región ha ido aumentando significativamente debido al ingreso de estas nuevas líneas de transmisión.

Tabla No. 1 Máximas Capacidades de Transferencia Norte → Sur (MW)					
ESCENARIO DE DEMANDA	GUATEMALA EL SALVADOR	EL SALVADOR HONDURAS	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	180	120	40	80	70
Media	170	150	80	130	80
Minima	170	270	140	200	70

Tabla No. 2 Máximas Capacidades de Transferencia Sur → Norte (MW)					
ESCENARIO DE DEMANDA	GUATEMALA EL SALVADOR	EL SALVADOR HONDURAS	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	110	220	220	70	230
Media	130	220	220	100	260
Minima	150	230	220	100	240

Nota: Las máximas capacidades de transmisión Norte – Sur, entre Costa Rica – Panamá se ajustaron a partir del 13 junio; en demanda media a 30 MW y en demanda máxima a 50 MW. El cambio fue debido a reconfiguración del esquema de generación de Panamá al recuperar niveles en los embalses de plantas hidroeléctricas.

Cuadro No. 11. Máximas Capacidades en América Central a junio de 2013. Fuente EOR.

Este aumento en la capacidad de transmisión regional ha permitido que las contingencias transitorias que en otras oportunidades pudieran haber ocasionado colapsos generales en los países, se hayan podido soportar ya que los sistemas nacionales se pueden apoyar transitoriamente con aportaciones emergentes de flujos de potencia que les permiten estabilizar sus sistemas eléctricos. En la tabla siguiente se muestra lo planificado por El GTPIR en cuanto a interconexiones para el Plan de Expansión de Generación 2012-2020.

INTERCONEXIONES USADAS EN EL GTPIR									
CAPACIDAD TOTAL X AÑO (MW)									
PROYECTO	AÑO	PA <--> CR	CR <--> NI	NI <--> HO	HO <--> ES	HO <--> GU	ES <--> GU	CO <--> PA	GU <--> ME
SIEPAC 1	2012	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100	100/100		
	2013	150/150	150/150	150/150	150/150	150/150	150/150		
	2014	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300	300/300		
CO-PA 1	2015							300/300	
SIEPAC 2	2020	450/450	600/500	600/564	600/560	600/600	600/600		
CO-PA 2	2020							600/600	

Cuadro No. 12. Interconexiones usadas por GTPIR en MW. Fuente GTPIR

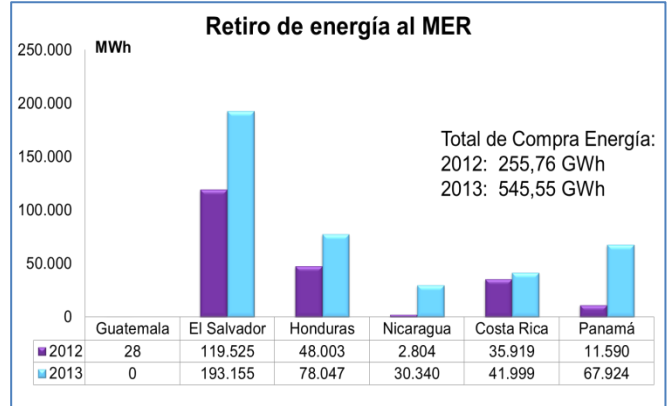
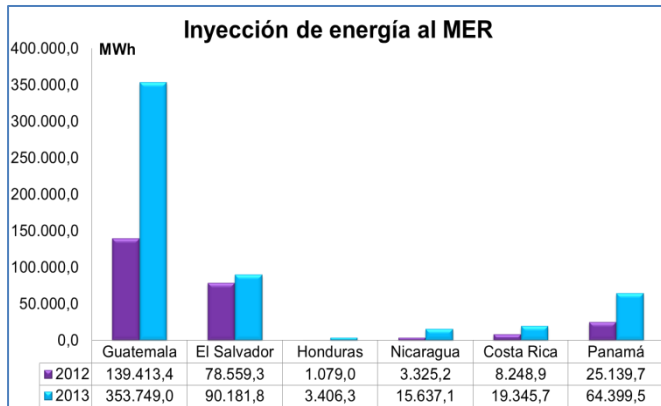
En mayo y junio se tuvieron contingencias que fueron soportadas por la transmisión regional, una de ellas fue la reciente crisis energética en Panamá que gracias al aumento en la capacidad de transmisión regional permitió intercambios por un monto superiores a 100 MW desde la zona norte (El Salvador, Honduras y Nicaragua) hasta la ciudad de Panamá. Durante este periodo se llegaron a realizar compras de los Agentes de Panamá por un monto de 28.824 MWh y valores de potencia máxima de 100 MW.

Durante esta contingencia se demostró que los niveles reales de capacidad de porteo están en valores arriba de los límites que algunos operadores de sistema colocan por aspectos de seguridad operativa.

EPR ha solicitado al EOR revisar las capacidades de transmisión para ampliar los valores límites superiores actualmente establecidos, a efecto que permitan a las demandas nacionales hacer un uso más intensivo de la infraestructura de transmisión construida.

El EOR a corto plazo elaborará un estudio técnico de Metodología de cálculo de la capacidad de Transmisión Disponible (Máximas transferencias o ATC).

En las siguientes gráficas se muestran intercambios en la región a noviembre de 2013.



ANEXOS