

ENTE OPERADOR REGIONAL



MEMORIA DE LABORES 2011



Publicación del
Ente Operador Regional - EOR
Junio de 2012

Diagonal Universitaria,
entre 25 Calle Poniente y
17 Avenida Norte,
Colonia Layco.
San Salvador, El Salvador.
América Central.
PBX: (503) 2208-2364
Fax: (503) 2208-2368
www.enteoperador.org

Línea SIEPAC





Tabla de contenido

Siglas	4
Mensaje del Presidente	7
Misión, Visión y Valores	9
Organigrama	10
Junta Directiva 2011-2012	11
Personal del EOR	12
Coordinación de Administración y Finanzas	14
Gerencia de Planificación y Operación	18
Gerencia Comercial	22
Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones	26
Eventos Regionales	30
Seminario Taller del MER 2011	30
Cursos del SDDP Nivel I y Nivel Avanzado	32
Participación del EOR en otros eventos	32
Visitas Oficiales	33
El Mercado Eléctrico Regional (MER)	34
¿Qué es el MER?	34
Objetivos	34
Estadísticas del MER	34
Sitios electrónicos de interés	38



Siglas

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CAF	Coordinación de Administración y Finanzas
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
CENCE	Centro Nacional de Control de Energía
CND	Centro Nacional de Despacho
CNDC	Centro Nacional de Despacho de Carga
CONCAPAN	Convención de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de Centro América y Panamá
CRCT	Centro Regional de Coordinación de Transacciones
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CTC	Comité Técnico Comercial
CTPO	Comité Técnico de Planeamiento Operativo
CVT	Cargos Variables de Transmisión
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
EOR	Ente Operador Regional
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
FAT	Pruebas en fábrica (por sus siglas en Inglés)
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IEEE	<i>The Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)</i>
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
IP	Protocolo de Internet (por sus siglas en Inglés)



MER	Mercado Eléctrico Regional
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
OS/OM	Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado
PIRMER	Plan de Implementación del RMER
PMU	<i>Phasorial Measurement Unit (Unidad de Medición Fasorial)</i>
PSS/E	<i>Power System Simulation for Engineering (Simulador de Sistemas Eléctricos de Potencia)</i>
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SACMER	Sistema de Administración Comercial del MER
SCADA/EMS	<i>Supervisory Control and Data Acquisition System / Energy Management System (Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos)</i>
SDDP	Simulador de Programación Dinámica Estocástica
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIIM	Sistema Integrado de Información del MER
SIMECR	Sistema de Medición Comercial Regional
SMFSR	Sistema de Medición Fasorial para el Sistema Regional
SOTMER	Sistemas para la Operación Técnica del MER
UEN	Unidad Estratégica de Negocio
UT	Unidad de Transacciones S.A. de C.V.



Ing. Gilberto Ramos Dubón

Mensaje del Presidente

La integración eléctrica en América Central está alcanzando un alto nivel de consolidación debido a los avances que se han tenido en los procesos de interconexión eléctrica regional, extra regional y su operación integrada.

Con la entrada en operación de la Línea SIEPAC se han agregado nuevos vínculos o conexiones que el RTMER no consideraba. Ahora con el RMER, se busca materializar la administración y operación de la red con esa nueva configuración del sistema eléctrico regional. Al tener la posibilidad de intercambiar energía en un mayor volumen, por el efecto economía de escala, se podrían generar enormes beneficios para el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional, aprovechando la red de transmisión con centrales generadoras de mayor capacidad.

En ese sentido, el Ente Operador Regional tendrá que coordinar la Planificación Indicativa de la Generación y la Transmisión Regional, cuyas conclusiones y resultados servirán a los organismos regionales y nacionales para tomar decisiones sobre el sector eléctrico. Con la planificación del abastecimiento de electricidad a toda la región serán muchas las oportunidades de instalaciones de mayor tamaño, con diversas tecnologías (carbón, gas natural, etc.), con costos unitarios menores, y por lo tanto, con energía a menores precios y con mayor confiabilidad al tener una red regional más robusta.

En los últimos años, el Ente Operador Regional (EOR) ha logrado disponer de un sistema integrado de control en tiempo real que permite realizar operaciones en forma continua durante todo el año, respaldado con los recursos humanos especializados que garantizan una coordinación de la operación técnica conjunta con los OS/OM de los países miembros del Mercado Eléctrico Regional.

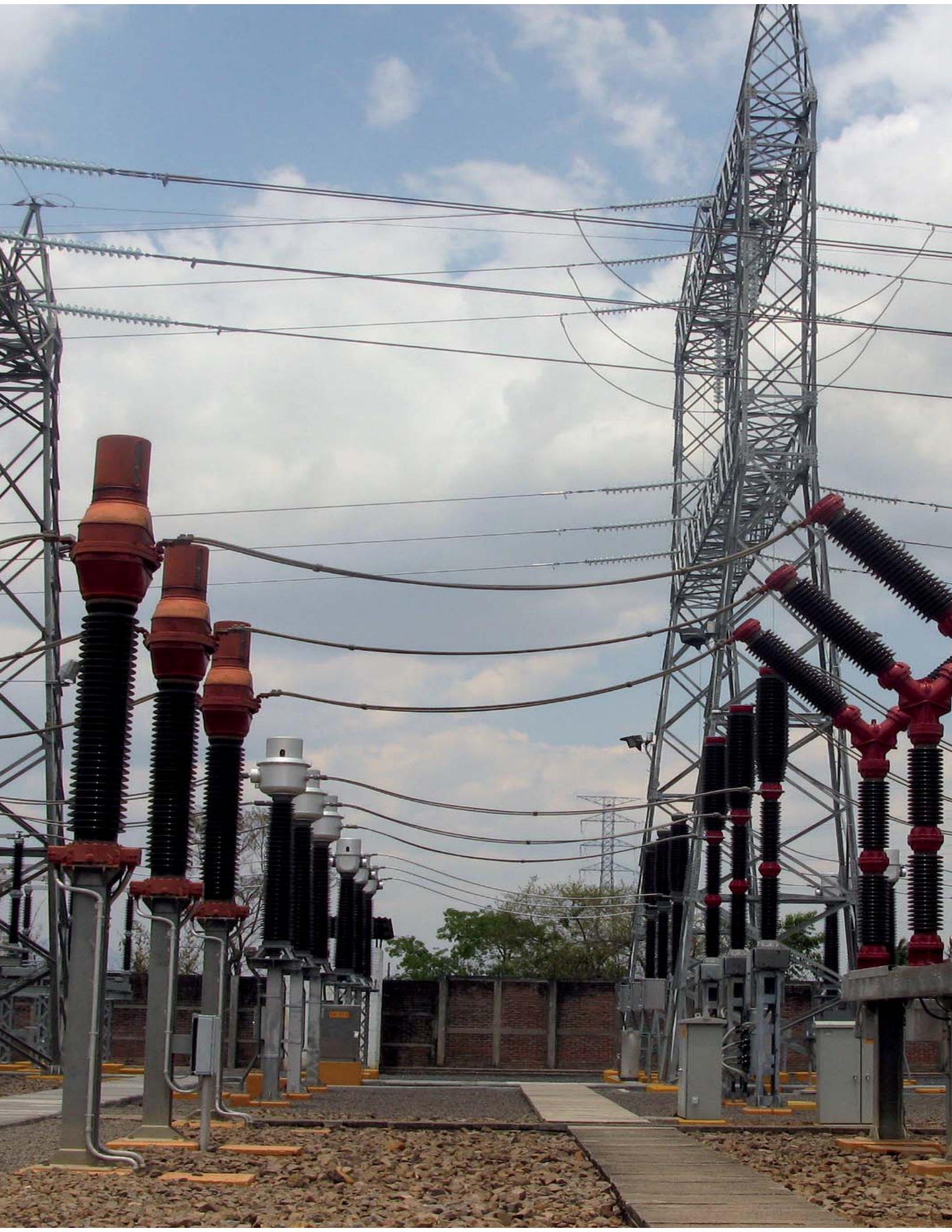
En el ámbito político, se tuvo un gran avance en la región al constituirse el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), con el propósito de facilitar el cumplimiento de los compromisos de las Partes establecidas en el Tratado Marco y sus Protocolos, y coordinar la interrelación con los Organismos Regionales del MER.

Estos avances obtenidos impulsan al Ente Operador Regional a seguir mejorando para garantizar una operación coordinada de la red eléctrica regional por medio de tecnología de punta y un recurso humano especializado y en continuo desarrollo, para asegurar el cumplimiento de su misión institucional.

El reto para el año 2012 es iniciar la primera fase de la operación de la Red de Transmisión Regional con la línea SIEPAC y funcionando casi en su totalidad bajo el RMER dejando la reglamentación transitoria, la cual fue diseñada para la realidad de la región de hace diez años, cuando las interconexiones eléctricas entre los países vecinos funcionaban mediante una sola línea de interconexión eléctrica.

Consideramos que vamos en la vía correcta, confiamos en nuestros valores, en nuestro recurso humano y apuntamos hacia la consolidación de la operación de las interconexiones con mercados extra regionales. Todos estos elementos son clave para el desarrollo sostenible y el crecimiento económico de nuestra región.

Gilberto Ramos Dubón



Misión, Visión y Valores Institucionales

Misión

Dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realizar la administración del Mercado Eléctrico Regional (MER), con transparencia y excelencia, de acuerdo con la regulación regional.

Visión

Ser una entidad de prestigio internacional en el desarrollo y consolidación del Mercado Eléctrico Regional de América Central, y de los mercados extra regionales que se integren, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

Valores

Calidad.

Proveer un servicio excelente y con profesionalismo, ofreciendo atención y comunicación óptimas a todos los clientes.

Integridad.

Actuar siempre con rectitud, honestidad y legalidad.

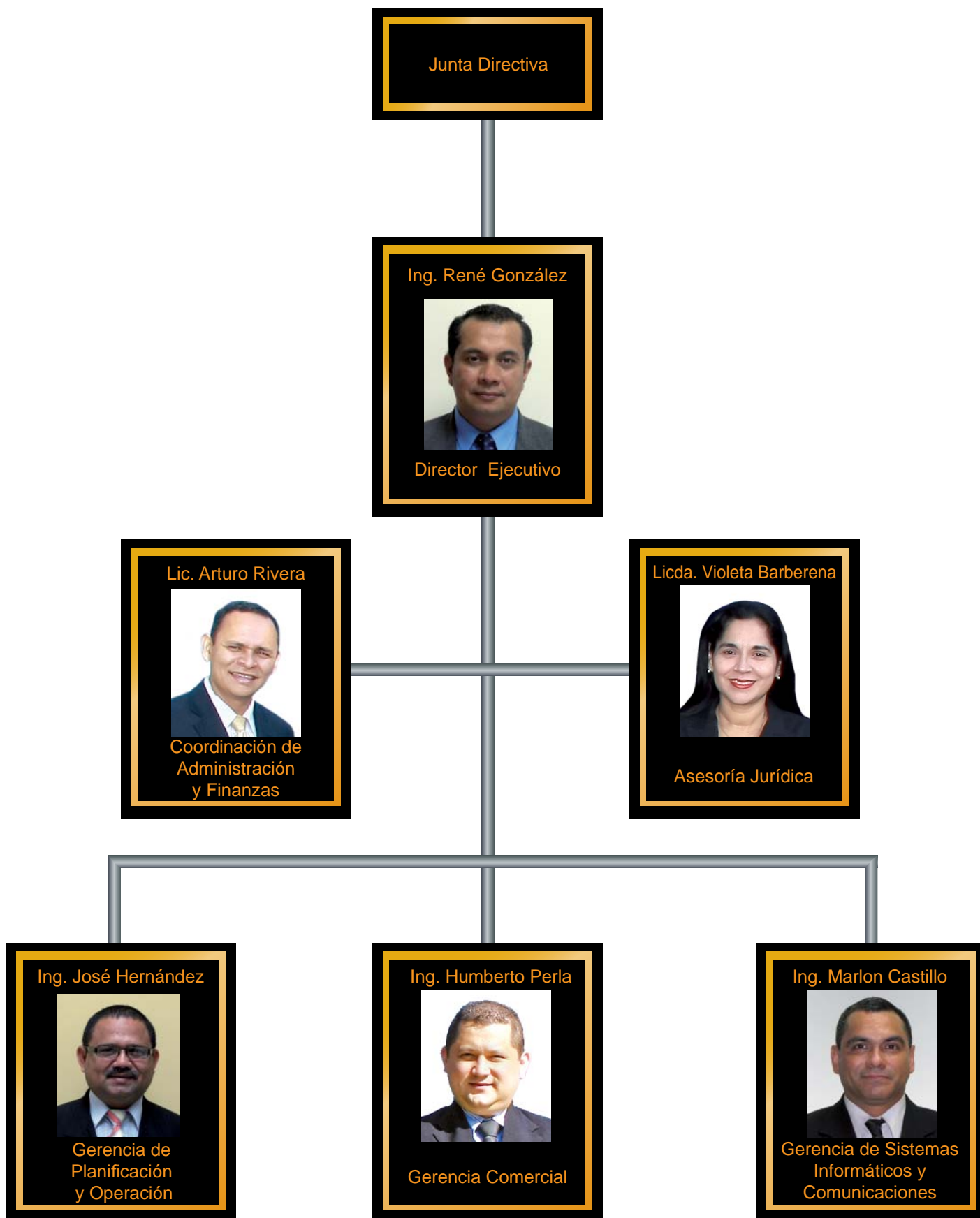
Equidad.

Asegurar que los clientes externos e internos del EOR sean tratados bajo las condiciones de igualdad establecidas en las regulaciones correspondientes.

Transparencia.

Proveer el acceso a la información, según corresponda, a los clientes internos y externos, conforme a la normativa establecida.

Organigrama EOR 2011



Junta Directiva del EOR



De izquierda a derecha:

Primera fila sentados:



Ing. Harmodio Araúz



Ing. Otto Girón



Ing. Gilberto Ramos (Presidente)



Ing. Karla Hernández



Ing. Marco Cordero



Ing. Martín Schaffer (Ausente)

Segunda fila de pie:



Ing. Gustavo Chávez



Ing. Luis Herrera



Ing. Eduardo De La Guardia



Ing. Salvador López



Ing. Rodolfo López



Ing. Luis González

Dirección Ejecutiva



De izquierda a derecha:

Srita. Evelyn Flores (Asistente Administrativa), Ing. René González (Director Ejecutivo), Ing. Bili Martínez (Asistente Técnico) y Licda. Violeta Barberena (Asesora Jurídica).

Personal del EOR



De izquierda a derecha:

Primera fila sentados:

Licda. Tatiana Monge, Licda. Beatriz Trujillo, Lic. Arturo Rivera, Ing. Marlon Castillo, Ing. René González, Ing. José Hernández, Licda. Claudia Cárcamo de Cañas y Licda. Verónica Berríos.

Segunda fila de pie:

Ing. Galileo Solórzano, Ing. José Aguilar, Lic. Antonio Durán, Licda. Jenny Castro zde Rivas, Licda. Violeta Barberena, Licda. Aura Gutiérrez, Srita. Jimena Miranda, Srita. Evelyn Flores, Ing. Boris Zúñiga, Lic. Juan Bautista e Ing. Marlon Trigueros.

Tercera fila de pie:

Sr. Pedro Ramos, Ing. Marco Alvarenga, Ing. Edgar de Asís, Ing. Félix Luque, Ing. Sergio Valle, Dr. Wilfredo Flores, Ing. Juan José Chinchilla, Ing. Manuel Sandoval e Ing. Bili Martínez.

Cuarta Fila de pie:

Ing. Moisés Tinoco, Ing. Martín Vela, Ing. Héctor Reyes, Ing. Héctor Carrillo, Ing. Roberto Linares e Ing. Christian Muñoz.

COORDINACIÓN DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS





“ La Coordinación de Administración y Finanzas del EOR es una unidad de apoyo a la Dirección Ejecutiva. Tiene bajo su responsabilidad las gestiones administrativas, financieras y del recurso humano. ”

Actividades y Logros

Actividades administrativas financieras

- Apoyo para todas las Gerencias como facilitadora en la adquisición del equipo técnico, coordinación de licitaciones y concursos públicos internacionales, mantenimiento y remodelación de infraestructura, y la contratación de servicios profesionales.
- Administración del presupuesto institucional al cual se le ha brindado un adecuado seguimiento financiero.
- Manejo eficiente y transparente de los recursos, lo cual fue respaldado por el Informe de los auditores independientes del EOR y el dictamen de las auditorías realizadas por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- Implementación total de las Normas Internacionales de Información Financiera.
- Ejecución logística y protocolaria para la realización de eventos regionales: reuniones de junta directiva, convenciones, seminarios, foros, grupos técnicos, capacitaciones y visitas oficiales

Talleres

- Se realizó el taller : **“Actitudes proactivas en procesos de cambio”** cuyo objetivo principal fue adquirir técnicas para enfrentar los procesos de cambio organizacional.
- Se realizó el taller: **Comunicación y trabajo en equipo**, con el fin de poder desarrollar y promover una cultura de comunicación interna y trabajo en equipo bajo un enfoque de alto rendimiento, liderazgo y valores organizacionales.



Taller “Actitudes pro activas en procesos de cambio”.

Consultoría

Realización de la Consultoría para la evaluación del estudio de imagen institucional del EOR, la cual reportó que nuestros clientes consideran a la institución como una entidad sólida y con buen nivel de proyección.

Gestión del Recurso Humano

- Coordinación de los procesos de gestión humana y organizacional en cumplimiento de las políticas internas de la institución en congruencia con los valores institucionales.
- Coordinación y ejecución del 100% del plan de capacitación institucional.
- Realización de actividades motivacionales para mejorar el clima organizacional.
- Realización de la evaluación de desempeño de todo el personal, el cual reportó que el desempeño de nuestros profesionales es sumamente satisfactorio.



Capacitación de orientación al servicio del cliente interno y externo.



Licda. Violeta Barberena, Asesora Legal del EOR

- Instalación de la oficina de asesoría Jurídica, la cual se encarga de velar por que todas las actuaciones del Ente Operador Regional se realicen dentro del marco legal vigente, brindando el asesoramiento legal y jurídico a la Junta Directiva, Dirección Ejecutiva y las diferentes áreas de gestión de la institución en el cumplimiento de sus funciones.

Remodelaciones del EOR

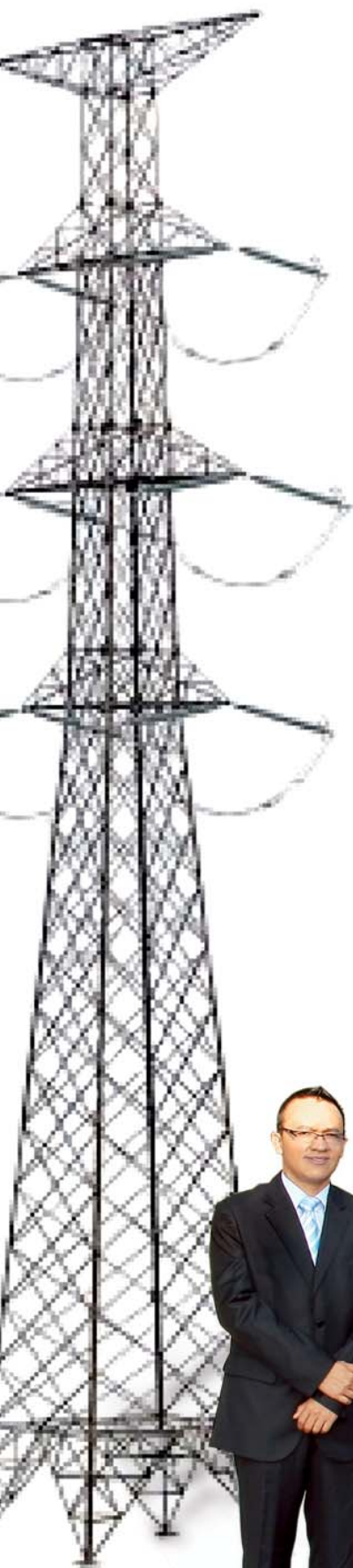
Se realizaron remodelaciones de ampliación y mejora a las instalaciones del EOR las cuales consistieron en: Sala de Video Conferencia, Salón de Usos Múltiples y Cafetería.



- También se inició la primera etapa de la instalación de los equipos de aire acondicionado de las áreas críticas: cuarto de UPS, sala de control y sala de servidores.



GERENCIA DE PLANIFICACION Y OPERACIÓN





“

Esta gerencia tiene la función de supervisar y coordinar la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER). Comprende tres procesos principales: coordinación de la operación en tiempo real del SER, análisis de la seguridad operativa y planificación de la transmisión regional.

”

Actividades y Logros

Actividades técnicas

- Coordinación Operativa del SER en Tiempo Real de manera ininterrumpida (365 días/24 horas) por medio del CRCT. Esto ha incluido:
 - a) La supervisión de los intercambios de energía programados.
 - b) La verificación del cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño en la operación del SER.
 - c) La coordinación con los OS/OM para el mantenimiento de las interconexiones.
- Conformación de la Base de Datos regional operativa de corto plazo tanto en formato PSS/E para estudios eléctricos como en el simulador SDDP.
- Identificación de la RTR correspondiente al año 2012 con base en la metodología establecida en el RMER.
- Participación en la preparación y desarrollo de la temática del Seminario Taller del MER 2011, llevado a cabo en Ciudad Guatemala el 24 y 25 de noviembre de 2011.
- Realización de los reportes de Gestión Técnica mensuales y consolidados de estadísticas.

Estudios técnicos

Coordinación de las revisiones técnicas, pruebas y puesta en operación de las interconexiones internacionales del Proyecto SIEPAC, entre las siguientes sub – estaciones eléctricas: Cañas – Ticuantepe, Agua Caliente –

15 de Septiembre y Ahuachapán – Aguacapa, en conjunto con los OS/OM y Agentes Transmisores de los sistemas eléctricos de Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

Sub – estación eléctrica	Entre los países de	Entrada en operación
Cañas – Ticuantepe	Costa Rica y Nicaragua	Noviembre 2011
Agua Caliente – 15 de Septiembre	Honduras y El Salvador	Noviembre 2011
Ahuachapán – Aguacapa	El Salvador y Guatemala	Enero 2012



“

Comité Técnico de Revisión de la Red de Transmisión Regional revisando el Informe final para la identificación de la RTR del año 2012.

”

- Realización de los estudios eléctricos de actualización de máximas transferencias de potencia en el SER considerando la entrada en operación de los nuevos tramos y líneas de interconexión entre los países de la región del Proyecto SIEPAC.
- Revisión y evaluación de los estudios técnicos de cinco solicitudes de conexión a la RTR, en consulta con los OS/OM y los Agentes Transmisores respectivos.



Reunión del EOR, CEAC, OS/OM y Agentes Transmisores para revisar los resultados del informe final de la actualización de los estudios de los refuerzos nacionales realizado por la EPR.

Revisión de la capacidad técnica de la RTR realizada por los OS/OM y EOR.



Capacitaciones recibidas

- Taller sobre el uso del Modelo del SIIM.
- Curso de Planificación Operativa y Uso del Modelo SDDP Nivel 1 y Nivel Avanzado.



Revisión de estudios técnicos relacionados con la solicitud de conexión a la RTR presentado por Interconexión Colombia Panamá (ICP) en conjunto con los OS/OM y el EOR.

Gestiones

Se inició el proceso de adquisición del software, servidores, hardware complementario y unidades de medición fasorial, para la implementación del SMFSR para el monitoreo dinámico del SER de América Central, Etapa I. El proyecto se realizará en tres etapas hasta tener integradas en el centro de control del EOR mediciones de 30 PMU's.

Reuniones de trabajo

En el marco de la coordinación técnica EOR – OS/OM, Agentes Transmisores, esta Gerencia realizó la coordinación de 15 reuniones de los Comités Técnicos de:

Seguridad Operativa, Ad Hoc de Revisión de la RTR, Operación, Coordinación Proyecto SIEPAC e Interconexión Guatemala – México.



Participantes de la reunión entre el EOR, CEAC, OS/OM y Agentes Transmisores para revisar resultados del informe final de la actualización de los estudios de los refuerzos nacionales.

GERENCIA COMERCIAL





“

Esta gerencia tiene como responsabilidad principal la administración comercial del MER, en apego a la regulación regional vigente. Los principales procesos bajo su responsabilidad son: (i) la programación diaria de transacciones regionales; (ii) la conciliación, facturación y liquidación del MER y (iii) publicación de informes del MER.

”

Actividades y Logros

Actividades técnicas operativas

- Ejecución de los procesos correspondientes al Ingreso Autorizado Regional de la Empresa Propietaria de la Red, según lo establecido en la “Metodología Inicial Transitoria de Cálculo, Conciliación, Facturación y Liquidación del Peaje Operativo y Cargo Complementario de los Cargos por Uso de la RTR”.
- Realización de las gestiones comerciales necesarias para la puesta en operación comercial de los tramos de la Red de Transmisión Regional de la Línea SIEPAC: Cañas – Ticuantepe, que interconecta los sistemas de Costa Rica – Nicaragua; Aguacaliente – 15 de septiembre, que interconecta los sistemas de Honduras – El Salvador.
- Publicación de los informes diario, mensual y anual de los resultados de las transacciones comerciales en el MER.
- Realización del Predespacho Regional para programar las transacciones de energía para los 24 períodos de mercado de los 365 días del año 2011, mediante la administración de contratos no firmes, las ofertas de compra-venta del mercado regional de oportunidades y los servicios de transmisión regional disponibles.
- Determinación de las curvas semanales de los Cargos Variables de Transmisión (CVT), a partir de la información remitida por los OS/OM, considerando el modelaje de cada sistema de porteo.



Reuniones del Comité Técnico Comercial (CTC), en los meses de enero, mayo, agosto y octubre para orientar los trabajos programados en el Plan de Implementación del RMER (PIRMER) y efectuar las coordinaciones requeridas por el Mercado Eléctrico Transitorio



Capacitación sobre el MER como mercado Multinodal, impartida por el Ing. Ancizar Piedrahita de XM (Octubre 2011).

- Coordinación Técnica, Realización de pruebas y validación del Sistema Integrado de Información del MER – SIIM.
- Elaboración y aplicación de la “Guía de Aplicación del Procedimiento para Solicitar Energía de Emergencia”.
- Elaboración y presentación de la propuesta de “Procedimiento de implementación inicial de procesos específicos del RMER relacionados con limitaciones del SIMECR” ante la CRIE, la cual acompaña el Programa Gradual del SIMECR.
- Realización del informe ejecutivo para la solicitud de modificación del RTMER para la incorporación del tramo de SIEPAC Ticuantepe-Cañas en el Anexo “D” del RTMER. Para aprobación de la CRIE.
- Elaboración y presentación a la CRIE de dos propuestas de modificación del RTMER, para la inclusión de los tramos de interconexión internacional entre Costa Rica y Panamá: Veladero – Río Claro y Cahuita – Changuinola.
- La coordinación y habilitación comercial de dos tramos de interconexión internacional entre Costa Rica y Panamá: Veladero – Río Claro y Cahuita – Changuinola.
- La modificación e implementación del modelo comercial del MER bajo el RTMER, para la operación de múltiples interconexiones entre dos áreas de control.
- Preparación y presentación del Tema: “Gestión Operación Comercial del Mercado Eléctrico Regional” durante el seminario-taller, celebrado durante los días 24 y 25 de noviembre.



Comité Técnico de Planeamiento Operativo para la identificación del Plan Indicativo Regional 2011-2015.



Comité ADHOC para la revisión del procedimiento inicial de procesos específicos del RMER relacionados con el SIMECR.

Eventos

Realización de Taller de Capacitación del SIIM con la participación del personal técnico de los Operadores de Sistema y Mercado, celebrado durante los días 19, 20 y 21 de diciembre en la sede del Ente Operador Regional.

Capacitaciones recibidas

- Planificación Operativa y uso del Modelo SDDP Nivel 1. (Agosto 2011).
- El MER como mercado multinodal. (Octubre 2011).
- Planificación Operativa y uso del Modelo SDDP, nivel Avanzado. (Diciembre 2011).

Publicación

- Publicación del estudio de Programación Indicativa Regional (PIR) 2011-2015 conteniendo para el período en estudio la información relacionada a: intercambios regionales proyectados, balance de

energía y recursos de generación para cada uno de los sistemas eléctricos de la región, costos marginales (Precios Spot), criterios de confiabilidad e intercambios extra-regionales de energía.

Reuniones de trabajo

- Coordinación de cuatro reuniones del Comité Técnico Comercial, en los meses de enero, mayo, agosto y octubre para orientar los trabajos programados en el PIRMER y efectuar las coordinaciones requeridas por el Mercado Eléctrico Transitorio.
- Coordinación de dos reuniones de trabajo con el Comité Técnico de Planeamiento Operativo, en los meses de agosto y octubre; la primera reunión fue desarrollada

para determinar las premisas a utilizar en el estudio para la identificación de la RTR 2011, y la segunda para la ejecución del estudio, mediante el paso cuatro de la metodología establecida en el RMER.

- Reunión con los OS/OM, a través de videoconferencia, para presentar una propuesta de metodología para identificar los Predespachos Nacionales en la RTR, realizada el día 5 de diciembre de 2011.



Comité Técnico Comercial para la revisión del procedimiento de implementación inicial de procesos específicos del RMER, relacionados con limitaciones del SIMECR.

GERENCIA DE SISTEMAS INFORMATICOS Y COMUNICACIONES





“

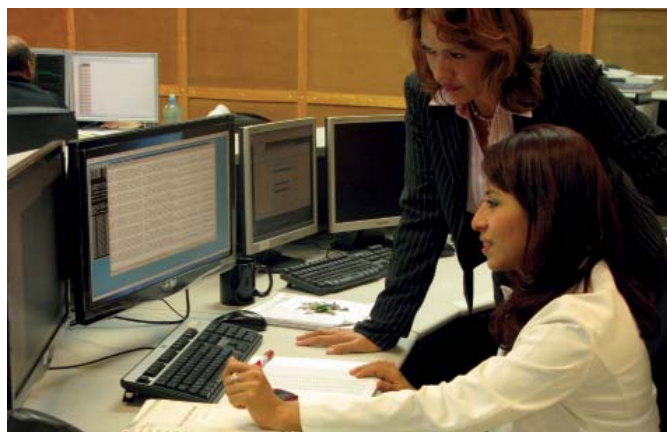
Esta gerencia es responsable de garantizar la correcta operación y el adecuado funcionamiento de la infraestructura informática y de comunicaciones del EOR. Tiene el propósito de apoyar y facilitar el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la organización mediante la disponibilidad y el buen desempeño de los servicios tecnológicos.

”

Actividades y Logros

Actividades técnicas

- Administración y actualización del Sistema SCADA/EMS Regional: (i) Actualización de las distintas Base de Datos que componen el Sistema; (ii) Construcción y actualización de interfaces gráficas; (iii) Administración y mantenimiento de alarmas; (iv) Supervisión y seguimiento de eventos del sistema; y (v) Sincronización de Base de Datos principal y redundante.



Administración del sistema SCADA en el CRCT.

- Realización de la sintonización del Sistema SCADA/EMS Regional. Como parte del mantenimiento de las acciones de sintonización fueron las siguientes: (i) Envío de las señales de todas las interconexiones y otros puntos de la RTR mediante los enlaces dedicados de comunicación

hacia los OS/OM; (ii) Actualización de las señales específicas para la supervisión del desempeño y calidad del SER; y (iii) Se coordinó con los OS/OM la incorporación de nuevas señales, originadas por ampliaciones del Sistema Eléctrico Regional, lo cual incluye la incorporación de tramos de la Línea SIEPAC.

- Administración del Sistema SCADA localizado en Honduras, bajo configuración de Concentrador de Datos, con el objeto de garantizar la adquisición de los datos en tiempo real del Sistema Potencia de Honduras.
- Mantenimiento de los servicios de Consola Remota instalados actualmente en los Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado.
- Ejecución del plan de Pruebas en Fábrica con datos en tiempo real, enviados desde el SCADA/EMS Regional actualmente en uso. Previamente se realizaron configuración y pruebas de conectividad entre Servidores de Comunicaciones entre El Salvador y Brasil, para la adquisición de dichos datos.



Modernización del portal Web del EOR con despliegue de gráficas en tiempo real.

Comunicaciones

- Diseño e implementación de un nuevo Portal Web del EOR, el cual incluye cambio de imagen, incorporación de nuevas secciones de información del MER, gráficos del SER provenientes del CRCT del EOR y despliegue de datos en tiempo real brindados por el Sistema SCADA/EMS Regional.
- Coordinación y apoyo para la realización del seminario taller del MER 2011, realizado en la ciudad de Guatemala, república de Guatemala los días 24 y 25 de noviembre 2011.
- Cumplimiento de la continuidad, disponibilidad y fortalecimiento de los siguientes servicios críticos: Sistemas de Telefonía IP institucional y regional, Enlaces dedicados de voz y datos con los OS/OM, y Servicios de Internet (Sistema Web y Correos Electrónicos).

Soporte Técnico

- Se proporcionó soporte al personal del EOR y usuarios externos que asisten a reuniones presenciales en la sede y se garantizó la disponibilidad 24 x 7 los 365 días del año.
- Mantenimiento preventivo y correctivo de los componentes que integran los



Administración y soporte a las Bases de Datos y Sistemas de Información.

Servicios Tecnológicos del EOR: Sistema SCADA, Sistema SACMER, Sistema de Comunicaciones WAN/LAN, Sistema de UPS, Sistemas Corporativos (SAF) y mantenimiento al hardware de los sistemas corporativos y usuarios PC.

- Se coordinó el apoyo informático para el proyecto SIIM e impulsó el fortalecimiento de la infraestructura tecnológica:
 - (i) Adquisición e implementación de la configuración Clúster mediante la herramienta Oracle Real Application Clúster y se configuró la Replicación de Datos para el SIIM.
 - (ii) Se brindó seguimiento al desarrollo de la IV y V Etapa del proyecto SIIM.
 - (iii) Desarrollo de la interfaz entre el SIIM y el PSSE.
 - (iv) Administración y coordinación de ajustes al SIIM.

Capacitaciones

- Proyecto del SIIM (MELIVER, SACMER, SOTMER, etc.).
- Administración y operación del Sistema de Videoconferencia.
- ORACLE RAC y ORACLE RMAN.
- Administración de Sistema Operativo SOLARIS.

Proyecto realizado

- Implementación y administración del Sistema de Videoconferencia del EOR, acompañado del diseño y preparación de una sala que fue equipada y automatizada para explotar al máximo los componentes que integran la solución.



Apoyo Técnico en Reuniones de Comités Regionales en Sala de Videoconferencia.



Soporte y mantenimiento al portal Web del EOR.

“ Se realizaron actividades de ampliación y mantenimiento al Sistema de Administración Comercial del MER con el RTMER. Estas actividades estuvieron orientadas a apoyar el cumplimiento de las funciones del Predespacho, Conciliación, Facturación y Liquidación. Además, se corrigió y ajustó su funcionalidad a solicitud del área de usuarios, se implementó una nueva funcionalidad (mejoras). Se actualizó la Base de Datos Comercial; se administró el acceso remoto de los OS/OM y Agentes a la BD; y respaldos periódicos de la BD Comercial.

”

Eventos Regionales

Seminario Taller del MER 2011



El primer seminario taller del MER 2011 titulado "Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (MER) para la Transmisión Regional y la operación Técnica y Comercial" tuvo lugar el 24 y 25 de noviembre en la ciudad de Guatemala, república de Guatemala.

El objetivo del seminario taller fue exponer las nuevas reglas para realizar transacciones de energía en el MER que serán aplicadas con la implementación del Reglamento del MER.

Los principales temas que se abordaron fueron: (i) dar a conocer las etapas evolutivas previstas de la operación del MER; (ii) explicar los procesos relacionados con la coordinación comercial y operativa entre los Mercados Eléctricos Nacionales y el MER; y (iii) la planificación de la transmisión y generación regional.

También se brindaron conferencias magistrales sobre "Mercados Eléctricos Multinodales", "Implementación del Sistema de Medición



Presentación sobre el Mercado Eléctrico Regional impartida por el Ing. René González Castellón, Director Ejecutivo del EOR.



Palabras de inauguración de parte del Ing. Gilberto Ramos Dubón, Presidente de la Junta Directiva del EOR.

Fasorial Sincronizado en sistemas de potencia", "Conceptos y Modelos de Planificación para la Expansión de Redes de Transmisión y Sistemas de Generación", "Derechos de Transmisión" y sobre la "Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá".

Durante el desarrollo del Seminario, se destacó el marcado interés de la audiencia en conocer los detalles de las nuevas reglas que regirán el Mercado Regional y se generó conciencia sobre que el proceso de Implementación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional es una tarea compleja y requiere no solo del esfuerzo del EOR, la CRIE y grupos de apoyos regionales, sino que también de la participación y apoyo de las empresas e instituciones del sector eléctrico y en particular de los Agentes del MER.

En las palabras de clausura, se manifestó que el EOR continuará promoviendo e impulsando talleres y seminarios regionales con el fin de dar a conocer las reglas con las cuales se operará el Mercado con el Reglamento definitivo del MER.

El evento fue inaugurado por el presidente de la Junta Directiva del EOR, Ing. Gilberto Ramos. Entre los más de 200 participantes se destacan los honorables miembros de Junta Directiva del EOR, el director ejecutivo del EOR y personal de apoyo; comisionados de la CRIE, miembros del



Ponencia Magistral del Ing. Ancízar Piedrahita, “Mercados Eléctricos Multinodales”.



Audiencia del Seminario Taller del MER 2011.

consejo director del MER y del Grupo de Apoyo Regulatorio; directivos y gerentes del Instituto Nacional de Electrificación-INDE; representantes de los Reguladores Nacionales de los países de América Central; representantes de la empresa propietaria de la red, gerentes generales y directores de los Operadores de Sistemas y Operadores de Mercado AMM, UT, CND-ENEE, CND-ENATREL, UEN-CENCE ICE y CND-ETESA; representantes del Banco Interamericano

de Desarrollo-BID; funcionarios de las empresas eléctricas generadoras, transmisoras, distribuidoras y comercializadoras que representan los Agentes del Mercado Eléctrico Regional; representantes de IEEE, secciones El Salvador y Guatemala; consultores y proveedores del sector eléctrico de Estados Unidos, México, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Panamá, Colombia, Brasil y España.



Audiencia del Seminario Taller del MER 2011.



Participantes del Seminario Taller del MER 2011.

Patrocinadores

Instituto Nacional de Electrificación – INDE (Guatemala), Administrador del Mercado Mayorista – AMM (Guatemala), OSIsoft (México), SIEMENS (Guatemala), Mercados Eléctricos (El Salvador) Quantico (El Salvador). Además, se destaca la presencia del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos – IEEE, Secciones El Salvador y Guatemala quienes participaron en la exposición técnica junto con los patrocinadores.



Cursos del SDDP Nivel I y Nivel Avanzado

El EOR desarrolló dos capacitaciones sobre Planificación Operativa y uso del modelo SDDP en su nivel I y nivel avanzado. El Nivel I se llevó a cabo en el período del 16 al 19 de agosto de 2011 y el Nivel Avanzado en los días del 13 al 16 de diciembre de 2011. Estas capacitaciones fueron impartidas por el Ing. Oscar Jiménez con la colaboración del Ing. Fernando Montoya.

El objetivo de realizar estas capacitaciones fue de Ampliar el nivel de conocimiento sobre el manejo de la herramienta SDDP con el objeto de maximizar el beneficio de los estudios de planificación operativa del MER.

Los principales temas que se trataron fueron: Optimización de los bloques de demanda, proyecciones en el formato del modelo SDDP, Sistemas interconectados sin red de transmisión, Sistemas interconectados con red de transmisión; Plantas hidráulicas, etcétera.

Se contó con la participación de los encargados de planificación, planeamiento operativo y gestión comercial de los Agentes del MER, OS/OM y EOR. Todos ellos pertenecientes a los países de Guatemala, El Salvador, Costa Rica, Panamá, Colombia.



Participación del EOR en otros eventos

CDMER



VII reunión de Concejo Director del MER realizada en San Salvador el día 21 de julio del 2011.

CONCAPAN XXXI



Participación en el evento de CONCAPAN III realizada del 9 al 11 de noviembre del 2011 en la ciudad de San Salvador, El Salvador.

Taller del SIIM



Presentación oficial a los OS/OM sobre el uso y funcionamiento del Sistema Integrado de información del Mercado (SIIM), la cual se llevó a cabo en el período del 19 al 21 de diciembre de 2011.

Visitas Oficiales



Firma de Adenda al Convenio de Cooperación entre el EOR y CRIE.



Comercializadores salvadoreños.



Representantes de los departamentos de Estado y sub dirección de electricidad de la Embajada de Estados Unidos de Norte América.

El Mercado Eléctrico Regional (MER)

¿Qué es el MER?

El Mercado Eléctrico Regional (MER) es un sistema que opera como actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante ofertas de oportunidad y contratos de mediano y largo plazo, entre los agentes de los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

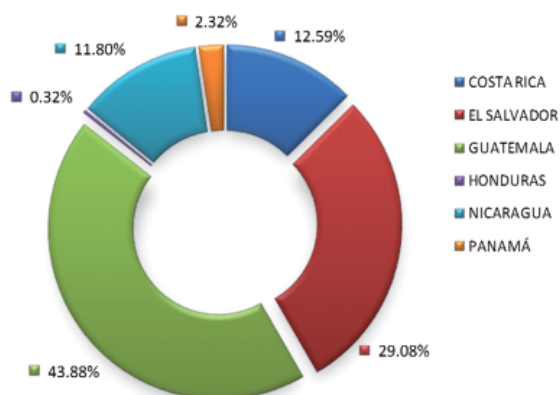
Objetivos

- Optimizar los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad.
- Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional.
- Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional.
- Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad.
- Homogeneizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño.
- Promover la participación competitiva del sector.

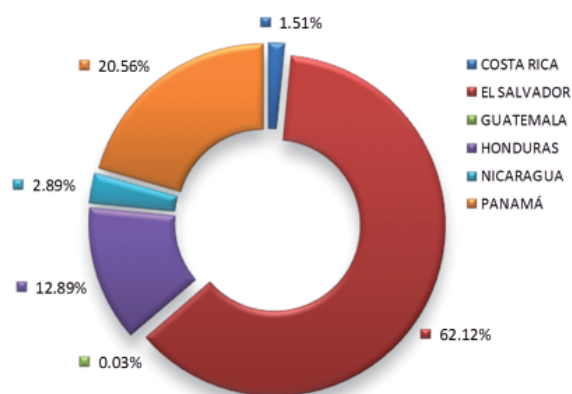
Estadísticas del MER en el 2011

Durante el período de enero a diciembre de 2011, el total de energía neta comercializada fue de 343.7 Gigavatios-Hora. El país que reflejó el mayor volumen de ventas al Mercado Regional fue Guatemala (43.88%) seguido por El Salvador (29.08%).

Inyecciones de Energía en el MER durante el 2011



Retiros de Energía en el MER durante el 2011



Por el lado de las compras de energía, El Salvador fue el país con las mayores importaciones de la región: compró 62.12% de energía; seguido por panamá, con 20.56%. Además, como puede observarse en las graficas anteriores, Honduras fue el país que menos vendió en la región (0.32%) y Guatemala el que menos efectuó compras en el MER (0.03%).

Transacciones de inyección y retiro en el MER

Las tablas siguientes contienen el resumen y detalle correspondientes a la energía comercializada por país y por mes durante el año 2011.

Transacciones de inyección y retiro según contrato y oportunidad en el 2011

País	Contrato (GWH)		Oportunidad (GWH)		Total General (GWH)		Total Neto (GWH)	
	INY	RET	INY	RET	INY	RET	INY	RET
Costa Rica	42.9	5.1	0.4	0.1	43.3	5.2	38.1	0.0
El Salvador	95.9	213.2	4.0	0.3	99.9	213.5	0.0	113.5
Guatemala	150.2	0.1	0.6	0.0	150.8	0.1	150.7	0.0
Honduras	1.1	44.3	0.0	0.0	1.1	44.3	0.0	43.2
Nicaragua	40.6	8.4	0.0	1.5	40.6	9.9	30.6	0.0
Panamá	8.0	67.5	0.0	3.1	8.0	70.7	0.0	62.7
TOTAL	338.7	338.7	5.0	5.0	343.7	343.7	219.4	219.4

Tal y como lo indica el cuadro anterior, un total de 338.7 GWH provienen de transacciones del Mercado de Contratos Regional, que representa el 99% de las transacciones de inyección y retiro en el MER.

Transacciones mensuales de inyección de energía en el 2011

País Mes	Guatemala (GWh)	El salvador (GWh)	Honduras (GWh)	Nicaragua (GWh)	Costa Rica (GWh)	Panamá (GWh)	Total (GWh)
Enero	13.52	0.79	0.00	7.58	13.11	4.96	39.96
Febrero	14.41	1.94	0.00	14.84	3.81	1.53	36.53
Marzo	13.45	10.62	0.28	6.58	1.38	0.39	32.71
Abril	12.72	9.54	0.00	1.10	0.00	0.27	23.63
Mayo	16.23	5.45	0.07	3.00	0.17	0.04	24.95
Junio	14.39	1.60	0.00	7.14	0.00	0.00	23.12
Julio	14.07	9.42	0.00	0.15	1.26	0.00	24.90
Agosto	3.26	11.80	0.75	0.00	0.22	0.00	16.04
Septiembre	7.51	18.20	0.00	0.00	0.67	0.00	26.37
Octubre	6.97	23.50	0.00	0.18	2.91	0.00	33.55
Noviembre	12.61	5.65	0.00	0.00	4.94	0.08	23.28
Diciembre	21.66	1.43	0.00	0.00	14.81	0.72	38.62
TOTAL	150.81	99.94	1.10	40.56	43.28	7.99	343.67

El mes de enero 2011 con 39.96 GWH, es el mes en el cual se registra la mayor cantidad de energía inyectada al MER.

Transacciones mensuales de retiro de energía en el 2011

País Mes	Guatemala (GWh)	El salvador (GWh)	Honduras (GWh)	Nicaragua (GWh)	Costa Rica (GWh)	Panamá (GWh)	Total (GWh)
Enero	0.00	37.34	0.00	0.00	0.00	2.62	39.96
Febrero	0.00	29.22	2.35	0.00	0.09	4.87	36.53
Marzo	0.00	19.82	1.54	0.00	2.53	8.82	32.71
Abril	0.00	13.63	0.11	0.00	1.70	8.19	23.63
Mayo	0.00	19.30	0.01	0.00	0.14	5.51	24.95
Junio	0.00	21.02	0.00	0.00	0.55	1.55	23.12
Julio	0.00	14.22	0.08	0.00	0.19	10.41	24.90
Agosto	0.00	3.21	0.49	0.05	0.00	12.29	16.04
Septiembre	0.00	4.22	11.43	1.34	0.00	9.39	26.37
Octubre	0.06	3.86	20.35	3.63	0.00	5.66	33.55
Noviembre	0.05	14.25	6.37	1.90	0.00	0.72	23.28
Diciembre	0.00	33.40	1.56	3.01	0.00	0.66	38.62
TOTAL	0.10	213.48	44.29	9.93	5.19	70.67	343.67

El mes de agosto 2011 con 16.04 GWH, es el mes en el cual se registra la menor cantidad de energía Retirada en el MER.

Nota: Los valores utilizados en las tablas han sido aproximados a 2 dígitos.

Flujos de la RTR

Flujos de la Red de Transmisión Regional en el 2011



No se incluyen emergencias o fallas de transmisión

Peajes por pago de transmisión

La tabla siguiente detalla los abonos de peajes que los países han percibido en concepto de transmisión de energía por el uso de las líneas de interconexión correspondientes. Esta información contiene el pago por la tarifa nominal de peaje mas el pago por congestión.

El país que mas recibió abonos por peaje fue El Salvador con \$115,934.78 y el que menos recibió abonos por este rubro fue Panamá con \$6,315.94.

Peajes mensuales por país en el 2011

País	Guatemala	El salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Mes	Miles de US\$						
Enero	1.92	15.40	8.47	6.98	6.20	0.62	39.59
Febrero	2.03	9.93	5.19	4.26	3.00	0.43	24.85
Marzo	1.90	9.69	4.92	3.92	4.44	0.73	25.60
Abril	1.82	7.36	3.61	3.20	3.95	0.68	20.62
Mayo	2.29	5.29	2.12	1.83	2.26	0.45	14.23
Junio	2.03	5.62	2.46	1.66	0.20	0.12	12.09
Julio	1.98	7.20	3.45	3.09	1.37	0.85	17.94
Agosto	0.53	7.73	4.46	3.99	1.65	1.02	19.38
Septiembre	1.08	13.70	7.14	3.12	1.25	0.77	27.08
Octubre	1.01	17.18	8.83	2.41	0.76	0.47	30.67
Noviembre	1.77	6.74	2.89	1.05	1.32	0.06	13.84
Diciembre	3.05	10.12	4.65	4.18	4.39	0.11	26.49
TOTAL	21.41	115.93	58.20	39.70	30.82	6.32	272.37

Cargos variables de Transmisión (CVT)

La tabla siguiente detalla los abonos de CVT que han percibido los países en concepto de uso de las redes internas que les pertenecen. Esta información contiene el pago por la tarifa nominal de CVT mas el pago por congestión.

El país que mas recibió abonos por CVT fue Nicaragua con \$1,674,727.53 y el que menos recibió abonos por este rubro fue El Salvador con \$3,9727.56.

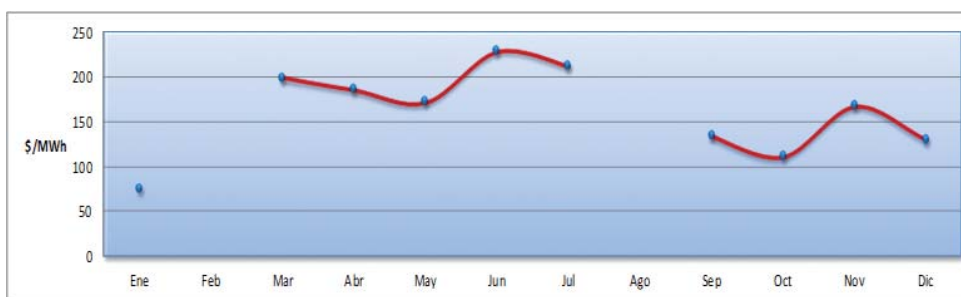
Cargos Variables de Transmisión por país en el 2011

País	El salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Total
Mes	Miles de US\$				
Enero	0.00	58.76	129.29	7.44	195.49
Febrero	0.00	35.29	38.31	6.87	80.47
Marzo	0.00	24.45	104.44	14.46	143.35
Abril	0.20	15.43	199.41	11.40	226.44
Mayo	0.00	8.80	125.38	8.06	142.24
Junio	0.00	11.33	38.95	1.93	52.22
Julio	0.02	14.74	235.18	43.99	293.93
Agosto	0.02	22.69	338.22	59.33	420.27
Septiembre	14.26	15.05	185.52	56.00	270.83
Octubre	19.92	10.92	108.66	15.54	155.05
Noviembre	5.04	3.38	27.19	0.00	35.62
Diciembre	0.26	24.24	144.16	0.05	168.72
TOTAL	39.73	245.10	1,674.73	225.09	2,184.64

Precios promedio mensual

Esta gráfica refleja el promedio mensual de los precios de los nodos de la Red de Transmisión Regional cuando hay mercado de oportunidad. Se puede observar que el precio promedio mensual más alto, corresponde al mes de junio, con un valor de \$229.58/MWh.

Precios mensuales promedio de los nodos de la RTR en el 2011



Nota: Se indican los precios promedio cuando se establecen transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR). En los meses de febrero y agosto no se registran transacciones y por lo tanto no se consideran los precios.

Sitios electrónicos de interés



Administrador del
Mercado Mayorista
AMM
Guatemala
www.amm.org.gt



Unidad de Transacciones
El Salvador
www.ut.com.sv



Empresa Nacional de
Energía Eléctrica
ENEE • Honduras
www.enee.gob.hn



Centro Nacional de Despacho
de Carga
ENATREL
www.cndc.org.ni



Instituto Costarricense
de Electricidad
ICE
www.ice.go.cr



Empresa de Transmisión
Eléctrica
ETESA • Panamá
www.etsa.com.pa



Comisión Regional de
Interconexión Eléctrica
CRIE
www.crie.org.gt



Empresa Propietaria
de la Red
www.eprsiepac.com



Consejo de Electrificación
de América Central
CEAC
www.ceaconline.org



Sistema de la Integración
Centroamericana
SICA
www.sica.int



Banco Interamericano
de Desarrollo
BID
www.iadb.org



Comisión Económica
para América Latina y
el Caribe
CEPAL
www.eclac.org



Comisión Federal de
Electricidad
CFE • México
www.cfe.gob.mx



Interconexión
Eléctrica S.A.
ISA • Colombia
www.isa.com.co



Proyecto Mesoamérica
www.proyectomesoamerica.org



INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ S.A. -ICP-

Interconexión Eléctrica
Colombia-Panamá S.A.
ICP
www.interconexioncp.com



ENTE OPERADOR REGIONAL

Diagonal Universitaria, entre 25 Calle
Poniente y 17 Avenida Norte, Colonia Layco.
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2208-2364 FAX : (503) 2208-2368