

Memoria de Labores

2014-2015



ENTE OPERADOR REGIONAL



CONTENIDO

MENSAJE DEL PRESIDENTE.....	4
¿QUIÉNES SOMOS?.....	6
Dirección y administración.....	6
NUESTRA FILOSOFÍA.....	6
Misión.....	6
Visión.....	6
Valores.....	6
JUNTA DIRECTIVA	7
DESARROLLO INSTITUCIONAL	8
Primera Auditoría Técnica	8
Revisión y reformulación de la identidad institucional.....	9
Plan Estratégico institucional 2015-2019.....	10
Mapa estratégico 2015-2019.....	10
GESTIÓN COMERCIAL	12
Transacciones de energía.....	12
Facturación, liquidación y garantías.....	13
Coordinación de Derechos de Transmisión.....	13
Agentes autorizados.....	14
GESTIÓN TÉCNICA OPERATIVA.....	15
Seguridad Operativa.....	15
Coordinación de la Planificación Regional del Sistema.....	16
Estadísticas de Bases de Datos entregadas para la realización de estudios de conexión a la RTR.	18
ASUNTOS JURÍDICOS.....	19
ASUNTOS REGULATORIOS.....	20
GESTIÓN DE TALENTO HUMANO.....	21
Fortalecimiento del recurso humano.....	21
Fortalecimiento de clima laboral.....	22
GESTIÓN ADMINISTRATIVA – FINANCIERA	23
GESTIÓN FINANCIERA.....	25
CRECIMIENTO Y SOLIDEZ DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL	36
Fortalecimiento del dialogo entre los organismos regionales	36
Planificación Estratégica Regional.....	37
Energización del último tramo de la Línea SIEPAC	38
COMITÉS TÉCNICOS REGIONALES.....	39
TALLERES, CONGRESOS REGIONALES	41
SIGLAS.....	42
SITIOS DE INTERES	43

MENSAJE DEL PRESIDENTE

A la Junta Directiva del Ente Operador Regional (EOR), le complace dar a conocer su Memoria de Labores del año 2014, con las actividades y avances más destacados en el Mercado Eléctrico Regional (MER), demostrando el compromiso, la solidez y el liderazgo del EOR en la operación de los temas estratégicos y prioritarios para el pleno desarrollo de éste.

2014 fue un año dinámico, en el que se lograron avances significativos en la región como una mejor coordinación entre los diferentes actores y grupos de interés, así como la coordinación regional conjunta de los organismos regionales del MER, para definir acciones prioritarias para el sector eléctrico de América Central en el corto y largo plazo,

contando con una hoja de ruta con garantía de seguridad jurídica.

En la búsqueda de una evolución progresiva del MER, el EOR incentivó la creación de un nuevo contrato regional más firme, denominado Contrato con Prioridad de Suministro (CRPS); así como el establecimiento de un mecanismo transitorio para el otorgamiento de los Derechos Firmes de Transmisión (DF), asociado a este tipo de contrato.

El avance más relevante para el Mercado Eléctrico Regional se dio el 16 de octubre del 2014 al lograrse el 100% de la puesta en marcha del proyecto: Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), siendo una apuesta hacia un MER más competitivo, concebida como una red solidaria en beneficio y uso del istmo centroamericano y principalmente como un eje de desarrollo e integración de los sistemas eléctricos de la región.

También destaca, en el período informado, el movimiento hacia el alza de los montos de las máximas transferencias de potencia entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional (SER), bajo el criterio de contingencia simple N-1, para que los diferentes recursos de generación respondan competitivamente a un mayor intercambio de energía entre los países, y, de esta forma, cumplir con el objetivo fundamental del MER.

En otro aspecto, se realizaron estudios y acciones para mitigar los efectos adversos de la falta de inversión de los refuerzos internos en los sistemas de transmisión de cada uno de los países, así como de las oscilaciones electromecánicas en el SER, con responsabilidades importantes reconocidas en las reuniones de coordinación interinstitucional regional.



Los recursos técnicos y financieros en el EOR fueron utilizados en gran medida, para realizar adecuaciones necesarias al Sistema Integrado de Información del MER (SIIM) y para solventar aspectos operativos y comerciales derivados de los ajustes regulatorios para el adecuado funcionamiento del mercado.

Con estas acciones la operación del MER cuenta con un mejor aprovechamiento de los recursos de generación, con un subsecuente aumento de la capacidad de reserva regional, reducción de costos de operación y optimización del uso compartido de la energía hidroeléctrica; generando con ello el fomento de la inversión en la industria eléctrica y mejores condiciones para la competitividad energética en Centroamérica.

Tras los avances logrados en el MER, se presentan desafíos inmediatos para el abastecimiento conveniente y sostenible de energía centrados en tres ejes primordiales:

1. El diseño de los procesos de implementación de los contratos firmes y el mecanismo de subasta de los derechos de transmisión;
2. La revisión de la metodología de conciliación de las transacciones por desviaciones nodales, para determinar la necesidad de implementación del sistema de medición comercial nodal y

3. La ejecución de la inversión necesaria en los refuerzos internos de la transmisión de los propios países, para que se mantenga la capacidad objetivo de transferencia.

En el mediano y largo plazo, los esfuerzos estarán orientados hacia la expansión de la transmisión nacional y regional, incorporando el impacto de las interconexiones extra regionales y su interacción eficaz con el MER, de manera que se visualicen proyectos de generación de carácter regional, que incrementen el intercambio comercial entre los países de la región.

La junta directiva del EOR agradece a todas las entidades regionales: CDMER, CRIE, EPR, OS/OM, Agentes del MER y al equipo humano del EOR, la confianza y el apoyo brindados durante este año, que han permitido lograr importantes avances bajo el compromiso de potenciar el MER, invirtiendo y optimizando los recursos a nuestra disposición para expandir los horizontes y superar todas las expectativas en beneficio de la región.

¿QUIÉNES SOMOS?

El Ente Operador Regional (EOR), es un organismo creado por los seis Gobiernos de los países de Centroamérica, mediante el Artículo 18 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscitado dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana (SICA).

El EOR, de acuerdo al Artículo 25 del Tratado Marco, tiene personalidad jurídica propia y

capacidad de derecho público internacional, lo que le da la potestad necesaria para asegurar que la operación y el despacho regional de energía, se realice de forma eficiente con el objeto de satisfacer el suministro de energía eléctrica a todos los habitantes de la región como un beneficio social y económico.

DIRECCIÓN Y ADMINISTRACIÓN

El EOR es dirigido por una junta directiva constituida por dos directores designados por los gobiernos de cada país a propuesta de los agentes del Mercado, por un plazo de cinco años, según el Artículo 27° del Tratado Marco.

Las funciones administrativas y técnicas han sido delegadas por la junta directiva en un director ejecutivo, a través de un Reglamento de Organización y Funciones donde se asignan las funciones y responsabilidades de este.

Las áreas de negocio de la institución están compuestas por tres gerencias: gerencia de Transacciones de Energía, gerencia de Planificación y Operación, gerencia de Información y Tecnología. Y aunado a estas áreas se encuentran las respectivas unidades de apoyo: jurídico, regulatorio, administrativo-financiero y talento humano.

NUESTRA FILOSOFÍA

MISIÓN

Operar y planificar el Sistema Eléctrico Regional y administrar el Mercado con criterio técnico y económico, contribuyendo a un marco regulatorio sólido y previsible, para el desarrollo gradual de un Mercado más abierto y competitivo, en beneficio de los habitantes de América Central.

VISIÓN

Ser un ente operador de clase mundial que dinamice la expansión y consolidación de un Mercado Eléctrico Regional abierto y competitivo basado en un marco regulatorio sólido y previsible, que contribuya al desarrollo sostenible de América Central.

VALORES:

Liderazgo

Ser una organización proactiva, orientada a resultados y a obtener objetivos de largo plazo, colaborando con los organismos regionales y actores institucionales en fijar y lograr metas comunes.

Transparencia

Facilitamos y promovemos el acceso a la información del Mercado Eléctrico Regional (MER) aplicando los estándares de transparencia y respetando la regulación regional.

Excelencia

Fomentamos la mejora continua de las competencias de nuestro personal para brindar servicio de calidad a nuestros clientes, con una constante innovación tecnológica.

Imparcialidad

Realizamos nuestra gestión de forma neutral, objetiva y sin discriminación para nuestros clientes.

Integridad

Promovemos que nuestro recurso humano actúe con rectitud, honestidad y legalidad.

JUNTA DIRECTIVA

OCTUBRE 2014 A OCTUBRE 2015

Maximilian Winter Basset	=	Presidente
Salvador López Alfaro	=	Vicepresidente
Rodolfo López Gutiérrez	=	Director
Karla Hernández Saucedo	=	Director
Gustavo Napoleón Chávez	=	Director
Ivanova Ancheta Alvarado	=	Directora
Víctor González Angulo	=	Director
Marco Antonio Cordero	=	Director
Martín Schaffer Gutiérrez	=	Director
Gilberto Ramos Dubón	=	Director
Luis Enrique González Paredes	=	Director
Luis Herrera Gálvez	=	Director



DESARROLLO INSTITUCIONAL

Durante el 2014, el EOR, alcanzó una etapa de madurez institucional con un rol activo, dinámico y estratégico en la operación y administración eficiente del Mercado Eléctrico Regional (MER). Para ello realizó las siguientes acciones que permitieron fortalecer la institucionalidad del EOR y contribuir a su posicionamiento como un ente operador de clase mundial:

- Revisión de toda la operación técnica y administrativa del EOR a través de una auditoría técnica realizada por la firma DELOITTE.
- Actualización y formulación del Plan Estratégico Institucional.
- Revisión y actualización de la identidad institucional: misión, visión y valores.
- Formulación de un Plan Estratégico Comunicacional.

Primera Auditoría Técnica

Esta auditoría se realizó con el objetivo de evaluar de forma integral al Ente Operador Regional, en el cumplimiento de sus funciones y responsabilidades, así como su direccionamiento estratégico, planeación, organización, dirección, control y los procesos que le permiten tomar decisiones efectivas y acordes con la reglamentación del MER.

La auditoría se desarrolló en un período de tres meses, de mediados de marzo a junio del 2014. Entre las principales recomendaciones de la auditoría técnica, se destacaron:

- » Gobernanza Corporativa.
- » Gestión del MER.
- » Regulación.
- » Planificación del Sistema Eléctrico Regional.

El Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), establece que el EOR debe someterse a una (1) auditoría técnica coordinada por el regulador regional a fin de revisar el cumplimiento de los procedimientos establecidos en el RMER y la efectividad de los sistemas utilizados en la operación y administración del MER, incluyendo principalmente:

- a) Procesos de predespacho, redespacho y posdespacho;
- b) Procesos de conciliación, facturación y liquidación;
- c) Procesos de coordinación y supervisión del SER;
- d) Procesos de planeamiento operativo y seguridad operativa;
- e) Sistemas de información y procesos de administración del software;
- f) Aspectos específicos del EOR solicitados por la CRIE.



Revisión y reformulación de la identidad institucional

Durante el año informado el EOR, realizó una revisión de su planeamiento estratégico (misión, visión) con el fin de actualizarlo en relación a la evolución del Mercado Eléctrico Regional, y a los estándares de calidad que el entorno regional e internacional requieren, prestando un servicio de calidad en cumplimiento de sus funciones y responsabilidades dentro del MER.

Con una participación activa del equipo profesional del EOR, se rediseñaron los propósitos (misión) de la institución, la brújula interna que guiará las acciones del personal (valores) y las aspiraciones de resultado futuro (visión) quedando de la siguiente manera:

MISIÓN

Operar y planificar el Sistema Eléctrico Regional y administrar el Mercado con criterio técnico y económico, contribuyendo a un marco regulatorio sólido y previsible, para el desarrollo gradual de un Mercado más abierto y competitivo, en beneficio de los habitantes de América Central.

VISIÓN

Ser un ente operador de clase mundial que dinamice la expansión y consolidación de un Mercado Eléctrico Regional abierto y competitivo basado en un marco regulatorio sólido y previsible, que contribuya al desarrollo sostenible de América Central.

VALORES



Liderazgo

Ser una organización pro-activa, orientada a resultados y a obtener objetivos de largo plazo, colaborando con los organismos regionales y actores institucionales en fijar y lograr metas comunes.



Transparencia

Facilitamos y promovemos el acceso a la información del Mercado Eléctrico Regional (MER), aplicando los estándares de transparencia y respetando la regulación regional.



Imparcialidad

Realizamos nuestra gestión de forma neutral, objetiva y sin discriminación para nuestros clientes.



Integridad

Promovemos que nuestro recurso humano actúe con rectitud, honestidad y legalidad.



Excelencia

Fomentamos la mejora continua de las competencias de nuestro personal para brindar servicios de calidad a nuestros clientes, con una constante innovación tecnológica.

Plan estratégico institucional 2015 - 2019

Con base a las recomendaciones de la Auditoría Técnica, un equipo estratégico integrado por ejecutivos del EOR y consultores especialistas de TETRA TECH, contratados bajo la asistencia técnica de USAID, realizó un análisis de situación FODA con base en información recabada en encuestas con las partes interesadas, retomando sus resultados junto a la evaluación del Plan Estratégico institucional 2011-2015; así como la nueva visión, misión y valores institucionales, para formular el nuevo Plan Estratégico del 2015-2019, el cual incluyó 6 importantes y desafiantes temas estratégicos, acordados y validados por el EOR y su junta directiva:

- ★ Fortalecer la vinculación con clientes y aliados estratégicos.
- ★ Mejorar la gestión del MER.
- ★ Impulsar la implementación de la Regulación Regional.
- ★ Implementar la planificación de la expansión regional.
- ★ Fortalecer los recursos humanos, la infraestructura y el gobierno corporativo.
- ★ Asegurar la suficiencia financiera.



Mapa estratégico 2015 - 2019

El Plan Estratégico se detalla en el Mapa Estratégico con los lineamientos para el logro de los objetivos definidos, impactando directamente en la Visión institucional. La lectura del mapa es ascendente y sigue la siguiente leyenda:

Asegurar los recursos financieros que se requieren para contar con las capacidades organizacionales y tecnológicas que hagan posible la excelencia en la ejecución de los procesos clave, creando valor y aumentando la confianza de clientes y partes interesadas para cumplir la Misión y alcanzar la Visión.



...para cumplir con la misión y alcanzar la misión

VISIÓN

Ser un ente operador de clase mundial que dinamice la expansión y consolidación de un Mercado Eléctrico Regional abierto y competitivo basado en un marco regulatorio sólido y previsible, que contribuya al desarrollo sostenible de América Central.



...creando valor y aumentando la confianza de clientes y partes interesadas

Clientes y Partes Interesadas

Fortalecer la vinculación con clientes y aliados estratégicos

- Proveer un servicio de calidad al cliente y optimizar el suministro de información.
- Implementar estrategias de comunicación institucional.
- Impulsar mecanismos de cooperación con instituciones regionales y otros aliados estratégicos.
- Mejorar la cooperación con los OS/OM y reglas para el desempeño de los Grupos de Trabajo Regionales (GTR).



...que haga posible la excelencia en la ejecución de los procesos

Procesos

Mejorar la gestión del MER

- Mejorar e implementar los procesos operativos para una gestión eficiente del MER.
- Robustecer la infraestructura y herramientas tecnológicas y contar con tecnología permanentemente actualizada para una gestión eficiente del MER.
- Diseñar e implementar el sistema de gestión de riesgos.
- Obtener certificación de procesos bajo estándares internacionales.

Impulsar la implementación de la Regulación Regional

- Impulsar la Implementación de Contratos Firmes y Derechos de Trasmisión.
- Impulsar la finalización del periodo transitorio establecido en el Procedimiento de Detalle Complementario al RMER(PDC).
- Participar activamente en la mejora de la gobernanza regional.
- Fortalecer el área de Asuntos Regulatorios.
- Participar activamente de propuestas regulatorias para el tratamiento de las interconexiones extra-regionales

Implementar la planificación de la expansión regional

- Completar la implementación del Sistema Regional de Planificación (SPTR).
- Completar el desarrollo del Área de planificación.
- Desarrollar mecanismos de coordinación con los sistemas de planificación nacionales (incluye los protocolos),



...para contar con las capacidades y tecnologías

Gente, Tecnología y Aprendizaje

Fortalecer la institución y su gobierno corporativo

- Fortalecer la gobernanza corporativa.
- Implementar modelo de gestión RRHH que impulse el desarrollo y retención del talento humano.
- Implementar un sistema de formación de mantenimiento continuo y transferencia del conocimiento técnico institucional.
- Fortalecer la estructura organizacional.
- Robustecer la infraestructura y herramientas tecnológicas.



Asegurar los recursos requeridos

Recursos Financieros

Asegurar la suficiencia financiera

- Asegurar la suficiencia financiera para las inversiones y proyectos.
- Mejorar mecanismo para el financiamiento de las inversiones y proyectos.
- Gestionar cooperación técnica, financiera y donaciones.
- Desarrollar nuevos servicios remunerados

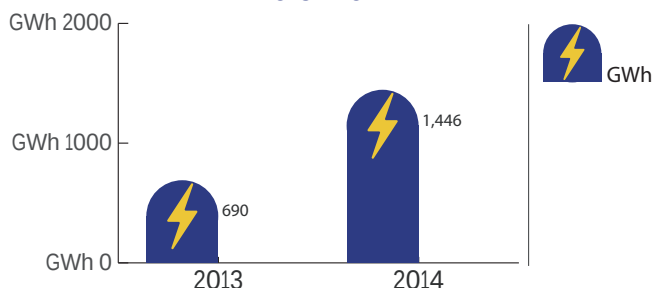
GESTIÓN COMERCIAL

TRANSACCIONES DE ENERGÍA

Durante el año 2014, las transacciones de energía eléctrica entre los países de América Central se incrementaron en un 109% con relación a las transacciones registradas para el 2013, generando así un flujo activo de intercambio de energía y oportunidades de hacer negocio entre los diferentes actores del mercado. Esto gracias a la consolidación de los procesos comerciales, a través de la regulación vigente.

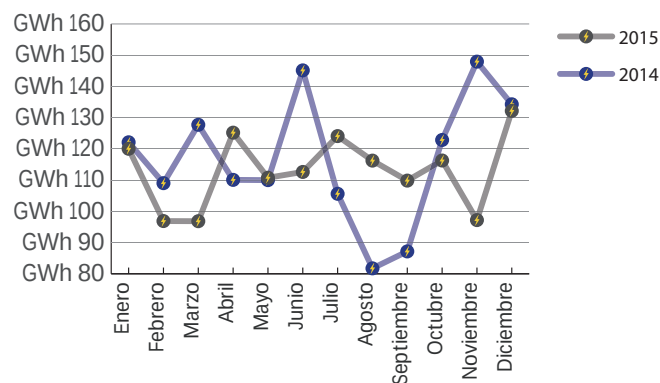
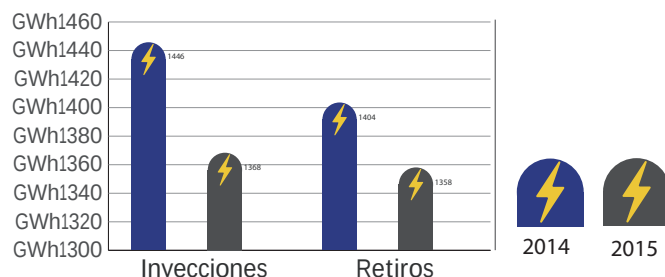
Este incremento puede verse en el siguiente cuadro comparativo de las transacciones 2013-2014:

**COMPARATIVO DE TRANSACCIONES
2013 - 2014**



Durante el 2015, el total de las inyecciones programadas en el MER (1,368.4 GWh), disminuyó el 5.4 % en comparación con el total de inyecciones programadas en 2014 (1,445.8 GWh). Los retiros disminuyeron 3.2 %.

Con respecto al 2015, el 2014 presentó una mayor demanda de energía en Honduras, Costa Rica y Panamá, principalmente en época seca.



FACTURACIÓN, LIQUIDACIÓN Y GARANTÍAS

Las principales actividades efectuadas en esta área fueron las siguientes:

- **Gestión de administración de garantías en efectivo y cartas de crédito Stand-by** de los agentes y de los OS/OM del MER, en cumplimiento de lo establecido en la regulación regional vigente (RMER y PDC), para el respaldo de las transacciones y otras obligaciones de pago en el MER. Esto incluye monitorear el vencimiento, montos de coberturas y atención a consultas individuales.
- **Implementación de la herramienta “consulta de garantías”**, la cual permite a los agentes y a los OS/OM realizar consultas en línea sobre el estado de su garantía de pago, al visualizar el monto de la garantía constituida, la garantía mínima y el valor disponible para realizar transacciones en el MER. Mediante este sistema cada agente recibe un aviso por correo electrónico cuando el monto de la garantía está disponible para realizar transacciones en el MER, alcanza un valor igual o inferior al 30% del monto de garantía de pago constituida.
- Se logró la **actualización en las aplicaciones del sistema de facturación**, con el objeto de generar reportes para el ente regulador e integrar la información necesaria para la facturación de las operaciones que se realizan en el MER, a partir de enero de 2015, posterior a la implementación de los derechos firmes.
- Se impulsó la **gestión directa con los agentes del MER a fin de minimizar las cuentas por cobrar de los cargos regionales del MER**: servicio de operación del sistema, servicio de regulación del MER y servicio de transmisión, logrando la reducción de los saldos de cuentas por cobrar en relación al monto facturado en un 100% y en un 97%, respectivamente.
- Además, el personal del área recibió un **Diplomado sobre Impuestos** y asistió al **seminario “Presentación y Análisis de la Ley del impuesto a las Operaciones Financieras, Reformas al Código Tributario y Ley del Impuesto sobre la Renta”**.

COORDINACIÓN DE DERECHOS DE TRANSMISIÓN

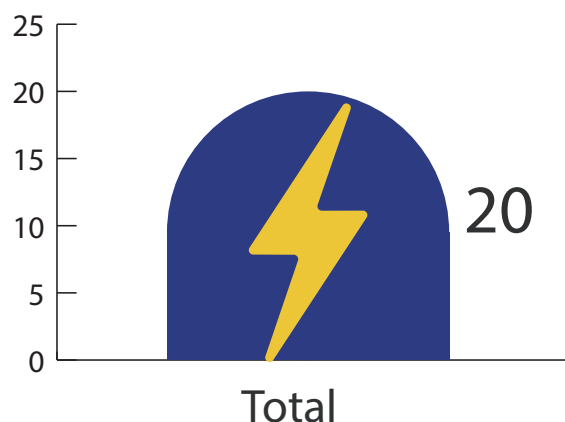
Desde la implementación de los Derechos de Transmisión, el EOR a través de esta coordinación realizó una serie de actividades a fin de facilitar a los agentes y los OS/OM el conocimiento del procedimiento e interfaces informáticas para el intercambio de información técnica y comercial relativa a la operación de los derechos firmes.

La primera asignación de derechos firmes, con periodo de validez anual y mensual, fue realizada en diciembre 2014 conforme a lo establecido por la regulación regional vigente.

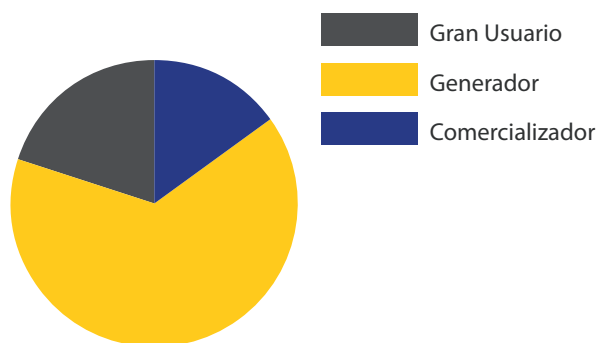
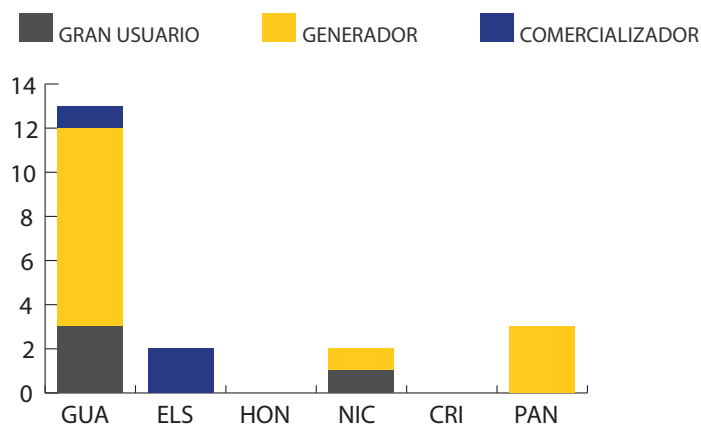
AGENTES AUTORIZADOS

En 2014, se autorizaron 28 agentes para la realización de transacciones de energía en el MER y en 2015, se autorizaron un total de 20 agentes, de los cuales 13 (65%) son Generadores, 4 (20%) Grandes usuarios y 3 (15%) Comercializadores.

Al 31 de diciembre de 2015, existen 214 agentes autorizados para realizar transacciones en el MER.



	GRAN USUARIO	GENERADOR	COMERCIALIZADOR
GUA	3	9	1
ELS			2
HON			
NIC	1	1	
CRI			
PAN		3	



GESTIÓN TÉCNICA OPERATIVA

SEGURIDAD OPERATIVA

El área de Seguridad Operativa, elabora, calcula y actualiza periódicamente los valores de máximo intercambio seguro de potencia entre las áreas de control del SER, por medio del estudio de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), con el objetivo de asegurar que las transacciones de energía se realicen en cumplimiento de los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el RMER.

En el segundo semestre del 2014, la CRIE instruyó al EOR a través de su resolución CRIE-P-19-2014, que los estudios de MCTP se realicen cada semestre con actualizaciones mensuales utilizando el criterio de contingencia simple.

El EOR realizó actualizaciones a los valores de MCTP tanto de forma global como de algunas áreas de control en particular, para los meses de diciembre 2014, marzo, mayo y agosto del año 2015.

Las actualizaciones con períodos menores a 6 meses permiten que los valores de transferencia sean más apegados a la realidad de la operación del SER, ya que toman en cuenta las condiciones cambiantes de despacho de generación y de las redes de transmisión de cada país.

Así mismo, en las actualizaciones se incluyeron los nuevos elementos y tramos

de la línea SIEPAC que entraron en servicio, los cuales fueron:

- SE Dominical en Panamá
- SE La Vega II en Guatemala
- SE San Nicolás en Honduras
- Línea de transmisión SIEPAC Parrita – Palmar

Durante el 2014 y 2015, el área de Seguridad Operativa realizó actividades de alto impacto en la operación del Sistema Eléctrico Regional, según se detallan a continuación:

a) **Análisis y medidas correctivas para minimizar el impacto de las desviaciones de energía en el SER**

Objetivo: determinar las causas y las medidas que reduzcan el impacto de las desviaciones originadas en el SER en coordinación con los OS/OM.

b) **Inicio del estudio de homologación de las etapas del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF).**

Estudio desarrollado en coordinación con la firma consultora “Estudios Eléctricos de Argentina”.

Lo que se logró con los resultados de dicho estudio fue la homogenización de



las tres etapas del EDACBF quedando implementadas en las 6 áreas de control de los países de la región centroamericana.

c) Preparación del Plan de Trabajo para atender el problema de las Oscilaciones no Amortiguadas en el SER.

En noviembre del año 2015 se inició con la elaboración de un plan estructurado con el objetivo de darle solución a las oscilaciones no amortiguadas que se presentan en SER, dicho plan contempla el desarrollo de una consultoría para la validación y homologación por medio de pruebas de campo de los parámetros y modelos de equipos de control de algunas unidades generadoras, estudio de pequeña señal para el cálculo y determinación de ajustes a los equipos de control en unidades de generación del SER, que resulten participantes en la aparición de oscilaciones de potencia no amortiguadas.

d) Informes de análisis de los eventos más relevantes en el SER.

En el período 2014-2015, el área de seguridad operativa elaboró los respectivos informes de análisis de los eventos más relevantes acontecidos en el SER, en aras de promover y recomendar las acciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los Dispositivos por

Acoplamiento de Carga/ Convertidores de tensión, para uso industrial, (CCSD, por sus siglas en inglés) y la adecuada operatividad del SER.

Reportándose un total de 12 eventos relevantes en 2014 y 13 eventos para el 2015.

e) Otras actividades relevantes de Seguridad Operativa 2014-2015:

- Se validó a diario de forma electrónica el Pre-Despacho Regional, monitoreando el cumplimiento de los valores establecidos en el Estudio de Máximas Transferencias de Potencia vigente.
- Se coordinó el programa semanal y anual de mantenimiento de la Red de Transmisión Regional, asegurando el cumplimiento de los CCSD.
- Se elaboraron informes de evaluación del cumplimiento de los CCSD de forma mensual y cuatrimestral.
- Se realizaron los análisis de seguridad operativa asociados a salidas programadas y no programadas de elementos de la Red de Transmisión Regional, eventos ocurridos en el SER y actuaciones de esquemas de control o de desconexión.
- Se realizó la identificación la RTR para el año 2015 y 2016 con base a la metodología establecida en el RMER.

COORDINACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN REGIONAL DEL SISTEMA

El EOR tiene a su cargo la Planificación de la Transmisión Regional de mediano y largo plazo.

Dada la relevancia de esta función, en 2014 dio inicio a un proceso de consolidación organizativa y funcional del área de planificación del sistema.

Los principales logros de esta coordinación durante 2014 – 2015 fueron:

1. **Modelo computacional para el desarrollo de Estudios del Sistema de Planificación de la Transmisión y la Generación Regional (Modelo SPTR):** en marzo 2014 se formalizó la contratación del modelo computacional del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR), que será la principal herramienta de trabajo del EOR para llevar a cabo los procesos de planificación de largo y mediano plazo.

El modelo fue desarrollado por la empresa brasileña PSR Soluções

e Consultoria em Energia LTDA. El Modelo SPTR consta de ocho módulos y el contrato incluyó la capacitación en el uso de cada módulo.

En noviembre de 2015, se comenzaron las pruebas funcionales integradas del modelo computacional SPTR. Estas pruebas serán completadas en el 2016, con la ejecución de un estudio de caso real que está contemplado en los alcances del contrato.

2. **Conclusión del primer estudio de Diagnóstico de mediano plazo:** se concluyó el estudio para determinar las necesidades de inversión en cada país para alcanzar la capacidad operativa de 300 MW en la Red de Transmisión Regional (RTR), desarrollado en colaboración con el Pacific NorthWest National Laboratory (PNNL). Los resultados del estudio se remitieron en 2015 a la CRIE.

3. **Avance del primer estudio de Planificación de Largo Plazo:** en octubre de 2015, se concluyó la fase de estudio de la planificación de la generación regional. En dicho estudio se evaluaron 6 estrategias de expansión de la generación.

El resultado del estudio indicó la conveniencia de expansión de la generación en forma integrada, considerando la incorporación de dos plantas de escala regional de 500 MW, con tecnología de ciclos combinados de alta eficiencia utilizando Gas

Natural como combustible, siendo la ubicación óptima de las centrales, una en Guatemala y otra en Panamá.

A partir de este resultado, se procedió a realizar el estudio para la expansión de la transmisión regional.

La información utilizada para el desarrollo del estudio, fue suministrada por los OS/OM y por las entidades nacionales responsables de las políticas energéticas de cada país miembro del MER; asimismo, los resultados del estudio fueron revisados y validados por delegados de estas entidades nacionales.

El estudio fue realizado por el Consorcio Estudios Energéticos – PSR (EEC-PSR), a través de consultoría bajo la coordinación técnica del EOR.

4. **Implementación de la Guía para la conformación y actualización de la Base de Datos Regional para los procesos de Planificación:** el EOR preparó la guía con los requerimientos y reglas para el intercambio de información que debe ser suministrada por los OS/OM, con destino a la Base de Datos Regional que se utiliza en los procesos de planificación regional.



La implementación de la guía, permitió al EOR conformar una base de datos regional, con el contenido homologado entre los modelos de optimización y el modelo de estudios eléctricos.

En octubre de 2015, la guía fue revisada y consensuada con los OS/OM y las entidades nacionales responsables de la política energética, representada por los delegados en los Comités técnicos de Planificación de la Expansión de la Generación y la Transmisión Regional (CTPET y CTPEG).

ESTADÍSTICAS DE BASES DE DATOS ENTREGADAS PARA LA REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE CONEXIÓN A LA RTR

A continuación se presenta el detalle de las bases de datos entregadas durante los años 2014 y 2015, que fueron solicitadas por desarrolladores de proyectos de generación y transmisión, con el objeto de realizar los estudios técnicos requeridos para el trámite

de solicitud de conexión a la RTR ante la CRIE.

Bases de Datos entregadas para realizar estudios de conexión a la RTR por tipo de proyecto.

2014:

País	Eólica	Fotovoltaica	Geotérmico	Hidro	Térmica	Térmica- Carbón	Trasmisión	Total
Guatemala					1		1	2
El Salvador		2				1		3
Honduras	3	9						12
Nicaragua	1	1						2
Costa Rica	3		1	1			1	6
Panamá	1	1		2	4	1	4	14
Total	8	13	1	3	5	2	6	39

2015:

País	Biomasa	Eólica	Fotovoltaica	Hidro	Térmica	Térmica- Carbón	Térmica Gas Natural	Geotérmico	Demanda	Transformación	Trasmisión	Total
Guatemala	1	1							1	1	1	5
El Salvador	1		1				1				1	4
Honduras	1	2	4		2							9
Nicaragua		3	1		1							5
Costa Rica		1		1				1				3
Panamá		1	1	4	7	1	1			1	7	23
Total	3	8	7	5	10	1	2	1	1	2	9	49

GESTIÓN DE ASUNTOS JURÍDICOS

La Gerencia de Asuntos Jurídicos (GAJ) brinda asesoría y apoyo en materia de su competencia a la junta directiva, dirección ejecutiva, gerencias y coordinaciones del EOR, con el objeto de proteger los intereses de la institución, verificando que los actos que se realizan sean conformes a sus atribuciones y de acuerdo a la correcta aplicación de la Regulación Regional vigente del Mercado Eléctrico Regional (MER), en particular verificando la legalidad de los procesos relacionados con la operación técnica y comercial del MER.

En 2015, en el ámbito interinstitucional del MER, la GAJ contribuyó con una destacada participación en el grupo de trabajo de expertos legales de toda la

región, integrantes de los organismos regionales e instituciones clave, liderados por la Secretaría Ejecutiva del CDMER, con el apoyo de la consultora Tetra Tech ES Inc., mediante el cual se elaboraron los siguientes documentos: Propuesta de Procedimiento de Recurso de Reposición; Propuesta de Mecanismo de Apelación y Propuesta de Mecanismos de Solución de Controversias.

El área jurídica del EOR se ha destacado por el amplio manejo de la normativa regional y por su conocimiento y experiencia en temas regulatorios, conjunto de conocimientos vinculado a la correcta aplicación del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) y demás normativa emitida por la CRIE.



GESTIÓN DE ASUNTOS REGULATORIOS

La coordinación de Asuntos Regulatorios (CAR), esta coordinación se encarga de asistir a las diferentes áreas de la institución en los asuntos regulatorios, así como de elaborar propuestas de normas y procedimientos operativos para el buen desempeño del MER, la elaboración de informes de regulación y aspectos de índole regulatoria del MER.

Durante el 2014, la CAR, tuvo a su cargo la gestión de cooperaciones técnicas y brindó seguimiento a la ejecución de proyectos de cooperación otorgados al MER, por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a través del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Los estudios que se realizaron a través de dicha cooperación fueron:

- a) Estudio de Planificación Indicativa de la Expansión de Generación Regional.
- b) Determinación de los valores de objetivos de calidad del servicio de transmisión.
- c) Estudio técnico económico sobre la reserva de regulación primaria de la frecuencia.
- d) Estudio técnico de metodología para el cálculo de las Máximas Transferencias de Potencia entre áreas de control del SER.

Conforme a las funciones y responsabilidades del área, se realizaron las siguientes actividades durante 2014-2015:

1. Elaboración de propuestas de ajuste normativo a la regulación regional y su presentación al regulador regional, respecto a la operación técnica y comercial del MER.

Entre las principales propuestas están:

- Resultados de la asignación de Derechos Firms y propuesta de ajuste regulatoria al "Procedimiento de Aplicación de los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firms".



- Propuesta de ajuste regulatorio de los Objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión numeral 6.2.1, Libro III DEL RMER.
- Propuesta de ajuste regulatorio para la elaboración de estudios eléctricos para determinar la viabilidad de Integración de las Energías Renovables Variables (ERV) en el Sistema Eléctrico Regional (SER)
- Propuesta de ajuste regulatorio para la determinación de ausencia de precios nodales ex ante en los casos donde no hay transacciones de energía programadas en el MER.
- Propuesta de ajuste regulatorio para adicionar a la regulación regional el criterio CPS 1, para medir el desempeño de la regulación secundaria de frecuencia.

- Propuesta de ajuste regulatorio para aplicar la reconfiguración de Derechos de Transmisión existentes.
 - Propuesta de ajuste regulatorio de inclusión y actualización de criterios para la regulación primaria de frecuencia de los generadores.
2. Elaboración de los informes semestrales de la Regulación del MER, correspondientes a los semestres julio – diciembre 2014 y enero – junio 2015, contemplando los principales problemas presentados durante la administración y operación del MER y las propuestas de solución a los mismos.

GESTIÓN DE TALENTO HUMANO

La coordinación de Recursos Humanos es responsable de la ejecución de los procesos de gestión humana y organizacional que contribuye al logro de los objetivos estratégicos y operativos de la organización.

Las iniciativas organizacionales relacionadas a la gestión del talento profesional tienen como objetivo fortalecer e incrementar el liderazgo que el EOR tiene a nivel regional; entre las actividades más significativas se encuentran:

FORTALECIMIENTO DEL RECURSO HUMANO

- **Entrenamiento y desarrollo:** las gerencias han promovido la participación del personal en eventos formativos para incrementar competencias clave tanto técnicas como gerenciales que impactan en el logro de las metas organizacionales. Entre ellos están: Coaching para nivel directivo, comunicación de alto impacto, operación de sistemas eléctricos de potencia y centros de control, diplomado sobre impuestos, liderazgo, entre otros.
- **Proyectos interdisciplinarios:** un elemento fundamental de la cultura organizacional del EOR es propiciar la participación del personal de diferentes áreas en proyectos de impacto para la entidad. Esto permite intercambio de experiencias, aprendizaje continuo y crecimiento profesional de los involucrados.
- **Medición de desempeño y procesos de mejora continua:** el 100 % del personal participa en un sistema de evaluación anual a fin de definir las fortalezas del recurso humano

establecer acciones que refuercen determinadas competencias y elevar el nivel de servicio de la entidad.



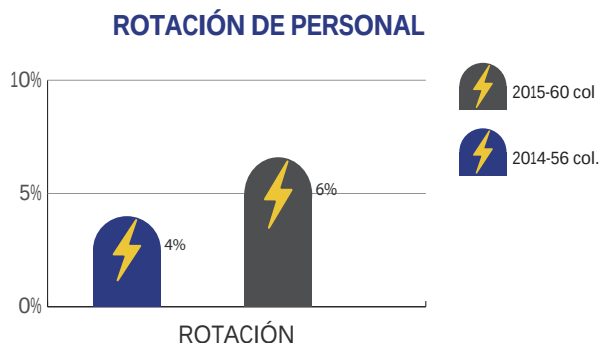
FORTALECIMIENTO DEL CLIMA LABORAL

Actividades de integración: se realizan acciones periódicas para fomentar un adecuado clima laboral, en las que el personal comparte en un ambiente distendido y positivo.

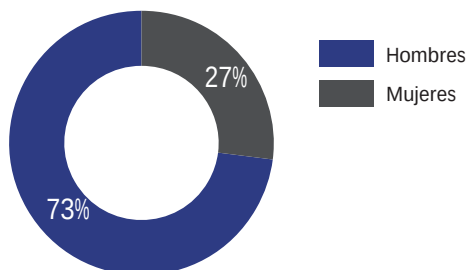
Este tipo de actividades además de generar un ambiente sano de cordialidad, promueven una mayor integración y cooperación entre áreas.

El talento humano es el activo organizacional más valioso por lo que el EOR fomenta contar con un equipo altamente comprometido y atraer nuevo talento que fortalezca a la entidad, para afrontar los desafíos que surjan conforme al crecimiento del Mercado. Por ello retos para continuar mejorando la gestión del recurso humano.

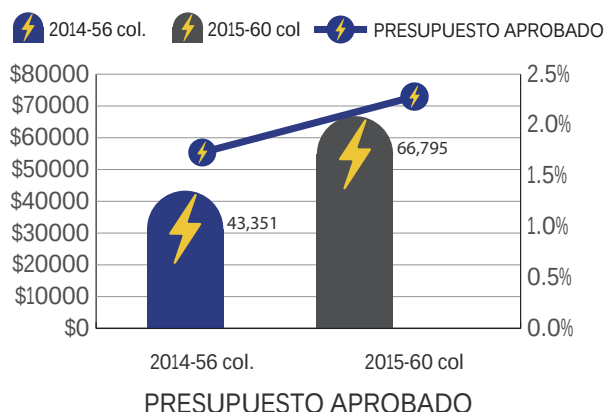
Entre el 2014 - 2015 se cumplieron los siguientes indicadores claves:



DISTRIBUCIÓN DE GÉNERO 2015



INVERSIÓN EN CAPACITACIÓN



Índices claves de antigüedad:

Antigüedad:

el EOR tiene un 40% de colaboradores que tienen más de 5 años de trabajar en la institución.

Promoción o Movilidad Interna:

de las contrataciones realizadas en el 2015 un 33% fueron cubiertos con talento interno.

Horas de formación por empleado:

el promedio de horas hombres de capacitaciones es de 20.06 horas.

GESTIÓN ADMINISTRATIVA - FINANCIERA

Para los ejercicios 2014 y 2015 la gestión Administrativa y Financiera coordinó la elaboración del presupuesto anual institucional, realizó las contrataciones con oportunidad y la calidad requerida, a fin de proveer los bienes y servicios necesarios para el funcionamiento de los procesos técnicos, comerciales y de apoyo de la institución, se proveyó obtuvo el servicio de mantenimiento a las instalaciones, y además se realizó la difusión de noticias a Agentes e instituciones regionales del Sector Eléctrico Regional.

La Ejecución del plan Anual Operativo fue superior al 97 % en ambos años. El índice de eficiencia en la ejecución del presupuesto del año 2014 fue superior al 98%, y en el año 2015 fue del 98%. Se apoyó de

Como responsable del abastecimiento de bienes y servicios, se atendieron proyectos de valor estratégico para la institución, tales como:

- Contratación para el suministro del «Modelo computacional para el desarrollo de estudios del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional establecido en el RMER.»
- Contratación de la consultoría «Evaluación técnica y económica de los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño».
- Contratación de la «Consultoría para la realización del Inventario por país de los equipos de medición comercial ubicados en la Red de Transmisión Regional (RTR) y su respectivo plan de inversión.»
- Contratación de la consultoría «Evaluación de alternativas de uso de los Registros de Medición Comercial».
- Contratación de los servicios de mantenimiento de sistemas



informáticos, los cuales son indispensables para la operación técnica y comercial, tales como SIIM y el SCADA, mantenimiento de la infraestructura física informática y, adquisición de nuevos equipos de comunicación.

- Contratación del proceso para la «Implementación de una solución de negocios ERP (Enterprise Resource Planning (ERP)).»
- Contratación de los equipos «Servidor SUN X5 y Storage FS1 System para el desarrollo e implementación del proyecto entorno de contingencia del SIIM.»

- Apoyo a la logística para la realización de las sesiones de Junta Directiva en los países de América Central.

- Proveer los bienes y servicios para el funcionamiento de la institución.

Adquisición del software "Enterprise Resource Planning (ERP)"

A partir de la recomendación realizada por la firma de auditores externos BDO en la carta de gerencia de los estados financieros del 2013, y la auditoría financiera realizada por CRIE en 2014, la junta directiva del EOR, autorizó la adquisición de un software moderno que garantizará la seguridad y consistencia de la información administrativa y financiera del EOR.

El sistema recomendado por los auditores de BDO, fue el software administrativo financiero: Enterprise Resource Planning (ERP), esta solución informática permitirá la sistematización automática y de mayor control de las operaciones de control de efectivo (tesorería), eficiencia de la gestión de recursos humanos (RRHH), control oportuno de los bienes (activo

fijo), eficiencia de la ejecución de los procesos (compras), eficiencia en la liquidación del MER (cuentas por cobrar y pagar), administración oportuna de las obligaciones (proveedores).

En 2015, se llevó a cabo el proceso de adquisición del software con base en la licitación pública LP-01/2015 "Adquisición e implementación de una solución de negocios ERP", y posterior a la respectiva revisión y evaluación de ofertas, la junta directiva, autorizó la suscripción del contrato entre el EOR y la empresa IDS de Centro América, S.A de C.V., de conformidad al instructivo de bienes y servicios del EOR.

La implementación de este software está programado a partir de octubre de 2016.

A continuación se presentan los Estado Financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2014.



PBX: (503) 2218-6400
FAX: (503) 2218-6461
auditoria@bdo.com.sv

Avenida Olímpica 3324
San Salvador, El Salvador

Dictamen de los Auditores Independientes

A la Junta Directiva de
Ente Operador Regional:

Introducción

Hemos efectuado las auditorías de los estados financieros adjuntos de Ente Operador Regional, que incluyen los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los estados conexos de resultados, de cambios en el patrimonio y flujos de efectivo, por los años terminados en esas fechas, y un resumen de las políticas significativas de contabilidad y notas explicativas.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y del control interno necesario para permitir la preparación de estados financieros que estén libres de representaciones erróneas materiales, ya sea por fraude o error.

Responsabilidades del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros con base a nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC por sus siglas en inglés). Estas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos así como que planifiquemos y realicemos las auditorías para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados financieros están libres de representaciones erróneas materiales.

BDO Figueroa Jiménez & Co., Sociedad Anónima, debidamente constituida y registrada de acuerdo a las Leyes de El Salvador, es miembro de BDO International Limited, una compañía limitada por garantía del Reino Unido, y forma parte de la red internacional BDO de empresas independientes asociadas. BDO es el nombre comercial de la red BDO y de cada una de las empresas asociadas de BDO.



-2-

Una auditoría implica desempeñar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la valoración de los riesgos de representaciones erróneas materiales de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar esas valoraciones de riesgo, el auditor considera el control interno relevante a la preparación y presentación razonable de los estados financieros por el Ente, para diseñar los procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el fin de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno del Ente. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables usadas y lo razonable de las estimaciones contables efectuadas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros en su conjunto.

Creemos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar la base de nuestra opinión.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la posición financiera de Ente Operador Regional, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo, por los años terminados en esas fechas, de conformidad con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Párrafos de énfasis

Los acuerdos de las reuniones de Junta Directiva por el año terminado el 31 de diciembre de 2014 y por el periodo del 1 de enero al 24 de julio de 2015, se encuentran anotados en Minutas de las reuniones y no en el Libro de actas de Junta Directiva.



BDO Figueroa Jiménez & Co., S.A.
Registro N° 215


Oscar Armenta Viana
Socio de Auditoría
Registro N° 753



San Salvador, 24 de julio de 2015

Ente Operador Regional (EOR)
Estados de Situación Financiera
Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(Expresados en Dólares de los Estados Unidos de América)

		<u>2014</u>	<u>2013</u>
<u>Activos</u>			
Activos corrientes:			
Efectivo fondos propios (nota 3)	US\$	1,687,943	1,018,334
Efectivo restringido (nota 3)		18,812,644	4,437,655
Cuentas por cobrar (nota 4)		1,024,231	775,420
Otras cuentas por cobrar		1,531	2,021
Gastos pagados por anticipado (nota 5)		<u>17,387</u>	<u>14,252</u>
Total de los activos corrientes		<u>21,543,736</u>	<u>6,247,682</u>
Activos no corrientes:			
Propiedad, mobiliario y equipo – neto (nota 6)		2,007,989	2,065,102
Construcciones en proceso (nota 7)		59,358	-
Pedidos en tránsito (nota 8)		45,828	80,291
Activo intangible – neto (nota 9)		349,559	565,424
Otros activos (garantías) (nota 10)		<u>11,716</u>	<u>10,015</u>
Total de los activos no corrientes		<u>2,474,450</u>	<u>2,720,832</u>
Total de los activos	US\$	<u>24,018,186</u>	<u>8,968,514</u>
<u>Pasivos y Patrimonio</u>			
Pasivos corrientes:			
Cuentas por pagar a OS/OM (nota 12)	US\$	18,508,025	4,437,655
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados (nota 13)		<u>606,713</u>	<u>553,526</u>
Total de los pasivos corrientes		19,114,738	4,991,181
Pasivos no corrientes:			
Préstamos a largo plazo (nota 11)		<u>525,000</u>	<u>525,000</u>
Total de los pasivos		<u>19,639,738</u>	<u>5,516,181</u>
Patrimonio:			
Donaciones (nota 14)		2,909,468	2,909,468
Superávit por revaluación (nota 15)		607,770	607,770
Superávit (déficit) acumulado		<u>861,210</u>	<u>(64,905)</u>
Total del patrimonio		<u>4,378,448</u>	<u>3,452,333</u>
Compromisos y contingencias (nota 22)		<u> </u>	<u> </u>
Total de los pasivos más patrimonio	US\$	<u>24,018,186</u>	<u>8,968,514</u>

Véase notas que acompañan a los estados financieros.

Ente Operador Regional (EOR)

Estados de Resultados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

(Expresados en Dólares de los Estados Unidos de América)

		<u>2014</u>	<u>2013</u>
Ingresos por servicio de operación (nota 16)	US\$	5,161,821	4,293,524
Costos de servicios (nota 17)		<u>(3,036,651)</u>	<u>(2,460,333)</u>
Superávit bruto		<u>2,125,170</u>	<u>1,833,191</u>
Gastos de operación:			
Gastos de administración (nota 18)		(1,666,930)	(1,373,894)
Gastos financieros		<u>-</u>	<u>(1,591)</u>
Total gastos de operación		<u>(1,666,930)</u>	<u>(1,375,485)</u>
Superávit de operación		458,240	457,706
Otros gastos (nota 19)		-	(7,949)
Otros ingresos (nota 20)		<u>467,875</u>	<u>10,442</u>
Superávit neto	US\$	<u>926,115</u>	<u>460,199</u>

Véase notas que acompañan a los estados financieros.

Ente Operador Regional (EOR)

Estados de Flujos de Efectivo

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2014 y 2013

(Expresados en Dólares de los Estados Unidos de América)

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Flujos de efectivo provenientes de actividades de operación:		
Superávit neto	US\$ 926,115	460,199
Conciliación entre el superávit neto con el efectivo neto proveniente de actividades de operación:		
Pérdida por deterioro de propiedad, mobiliario y equipo	-	7,949
Depreciación de propiedad, mobiliario y equipo	155,184	121,726
Amortización de activos intangibles	<u>227,138</u>	<u>210,768</u>
Sub - total	1,308,437	800,642
Cambios netos en activos y pasivos:		
Aumento en cuentas por cobrar	(248,811)	(318,472)
Disminución en otras cuentas por cobrar	490	114
Aumento en gastos anticipados	(3,135)	(1,000)
(Aumento) disminución en pedidos en tránsito	(24,895)	235,696
Aumento en otros activos	(1,701)	(747)
Aumento en cuentas por pagar OS/OM	14,070,370	2,110,864
Disminución en cuentas por pagar a Entidades Regionales	-	(5,379,588)
Aumento (disminución) cuentas por pagar y gastos acumulados	<u>53,187</u>	<u>(1,087)</u>
Efectivo neto provisto por (usado en) actividades de operación	<u>15,153,942</u>	<u>(2,553,578)</u>
Flujos de efectivo provenientes de actividades de inversión:		
Adquisiciones de propiedad, mobiliario y equipo	(98,071)	(233,503)
Adquisiciones de activos intangibles	<u>(11,273)</u>	<u>(313,520)</u>
Efectivo neto usado en actividades de inversión	<u>(109,344)</u>	<u>(547,023)</u>
Aumento (disminución) neta en el efectivo	15,044,598	(3,100,601)
Efectivo al inicio de año	<u>5,455,989</u>	<u>8,556,590</u>
Efectivo al final del año	US\$ <u>20,500,587</u>	<u>5,455,989</u>

Véase notas que acompañan a los estados financieros

A continuación se presentan los Estado Financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014.



MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
M & M
AUDITORES Y CONSULTORES

DICTAMEN DE LOS AUDITORES EXTERNOS

Señores
Junta Directiva de
Ente Operador Regional
Presente.

Introducción.

Hemos examinado los Estados Financieros que se acompañan de Ente Operador Regional, que comprenden el Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el Estado de Resultados, Estado de Cambios en el Patrimonio y Estado de Flujo de Efectivo por los años terminados en esas fechas y un resumen de las políticas contables significativas y otras notas aclaratorias.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros.

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos Estados Financieros, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) (Ver Nota 1) y del control interno que determinó necesario para permitir la preparación de los estados financieros que estén libres de errores significativos, ya sea por fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los Estados Financieros con base en nuestra auditoría, realizamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría (NIAS) emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC). Dichas normas exigen que cumplamos con requerimientos éticos, así como que planifiquemos y llevemos a cabo la auditoría para obtener seguridad razonable sobre si los estados financieros están libres de errores significativos

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de errores significativos en los estados financieros, ya sea por fraude o error. Al hacer esas evaluaciones de riesgos, el auditor considera el control interno relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros por el Ente Operador Regional con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no para expresar una opinión sobre la efectividad del control interno del Ente Operador Regional. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables utilizadas y de las estimaciones contables hechas por la administración, así como evaluar la presentación general de los estados financieros. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionar una base razonable para sustentar nuestra opinión.

EDIFICIO MURCIA & MURCIA, 27 AVENIDA SUR Y 12 CALLE PONIENTE NO. 9, COLONIA FLOR BLANCA, SAN SALVADOR, EL SALVADOR
 PBX (503) 2221 – 5870, FAX: 2222 – 3835

e-mail: luliam@auditoresmurcia.com.sv murciaauditoria@hotmail.com





MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
M & M
AUDITORES Y CONSULTORES

Opinión

En Nuestra Opinión, los estados financieros antes mencionados presentan razonablemente, en todos sus aspectos importantes, la situación financiera del **Ente Operador Regional** al 31 de diciembre de 2015, y del resultado de sus operaciones y su flujo de efectivo por el año que terminó en esa fecha, estos fueron elaborados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) (Ver Nota 1).

Párrafo de Énfasis

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, fueron examinados por otra Firma de auditores independientes, quienes expresaron una opinión no calificada, en su dictamen de fecha 24 de julio de 2015.

○ San Salvador, 29 julio de 2016.



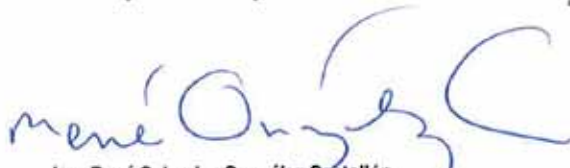

MURCIA & MURCIA, S.A. DE C.V.
AUDITORES Y CONSULTORES
 Registro No. 1306
 Lic. Luis Alonso Murcia Hernández
 Director - Presidente
 Registro No. 704



Ente Operador Regional (EOR)**Estados de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2015 Y 2014**

(Expresado en Dólares de los Estados Unidos de América)

Activos	2015	2014
Activos corrientes	\$ 16181,332	\$ 23561,882
Efectivo fondos propios	\$ 2819,009	\$ 1687,943
Efectivo restringido	12179,292	18812,644
Cuentas por cobrar	1161,851	3042,376
Otras cuentas por cobrar	570	1,532
Gastos anticipados	20,610	17,387
Activos no corrientes	\$ 3551,431	\$ 2474,450
Propiedad, mobiliario y equipo - neto	\$ 2020,393	\$ 2007,989
Construcciones en Proceso	1009,177	59,358
Pedidos en tránsito	283,824	45,828
Intangibles	204,666	349,559
Otros activos (Garantías)	33,371	11,716
Total de los activos	\$ 19732,764	\$ 26036,331
Pasivos y Patrimonio		
Pasivos corrientes	\$ 13597,443	\$ 21132,884
Cuentas por pagar a (OS/OM)	\$ 11059,360	\$ 18508,025
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	1864,834	606,713
Cuentas por pagar a Entidades Regionales	673,249	2018,145
Pasivos no corrientes	\$ 548,442	\$ 525,000
Préstamos a largo plazo	\$ 525,000	\$ 525,000
Pasivo diferido	23,442	0
Total de los pasivos	\$ 14145,885	\$ 21657,884
Patrimonio	\$ 5586,878	\$ 4378,447
Donaciones	\$ 2909,468	\$ 2909,468
Superavit por revaluación	607,770	607,770
Pérdidas acumuladas	(873,207)	(873,207)
Superavit de Ejercicios anteriores	1734,417	808,301
Superavit del Presente Ejercicio	1208,430	926,115
Total de los pasivos más patrimonio	\$ 19732,764	\$ 26036,331


 Ing. René Salvador González Castellón
 APODERADO GENERAL ADMINISTRATIVO


 Licda. Sandra Carolina López Pineda
 CONTADOR




 Murcia & Murcia, S.A. de C.V.
 AUDITORES EXTERNOS



Ente Operador Regional (EOR)

Estados de Resultados

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
(Expresado en Dólares de los Estados Unidos de América)

	2015	2014
Ingresos por servicio de operación	\$ 6843,336	\$ 5161,821
Menos:		
Costos de servicios	(3667,146)	(3036,651)
Superávit bruto	\$ 3176,190	\$ 2125,170
Menos:		
Gastos de Operación	(2028,589)	(1666,930)
Gastos de administración	(2028,589)	(1666,930)
Superávit de Operación	\$ 1147,602	\$ 458,240
Otros gastos y Otros ingresos		
Menos:		
Otros gastos	(2,332)	0
Más:		
Otros ingresos	63,160	467,875
Superávit neto	\$ 1208,430	\$ 926,115



Ing. René Salvador González Castellón
APODERADO GENERAL ADMINISTRATIVO



Licda. Sandra Carolina López Pineda
CONTADOR



Murcia & Murcia, S.A. de C.V.
AUDITORES EXTERNOS



Ente Operador Regional (EOR)

Estados de Flujos de Efectivos

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2015 Y 2014

(Expresado en dólares de los Estados Unidos de América)

Flujos de Efectivo Proveniente de Actividades de Operación	2015	2014
Utilidad o Pérdida Neta	\$ 1208,430	\$ 926,115
Conciliación entre la utilidad neta con el efectivo neto proveniente de las actividades de operación		
Pérdida por deterioro de activos	2,332	0
Depreciación de propiedad, mobiliario y equipo	171,329	155,184
Amortización de activos intangibles	162,082	227,138
Sub - total	\$ 1544,173	\$ 1308,437
Cambios netos en activos y pasivos		
Aumento en cuentas por cobrar	1880,525	(1749,165)
Disminución en otras cuentas por cobrar	961	488
Aumento en gastos anticipados	(3,222)	(3,135)
Aumento en construcciones en proceso	(949,819)	(59,358)
Disminución en pedidos en tránsito	(237,996)	34,463
Aumento en otros activos	(21,655)	(1,701)
Aumento en cuentas por pagar a OS/OM	(7448,665)	14070,370
Aumento disminución en cuentas por pagar a Entidades Regionales	(1344,897)	1500,354
Aumento en cuentas por pagar y gastos acumulados	1258,121	53,188
Aumento disminución en otros pasivos	23,442	0
Efectivo neto provisto por (usado en) de las actividades de operación	\$ (5299,031)	\$ 15153,941
Flujos de Efectivo Proveniente de Actividades de Inversión		
Adquisición de propiedad, mobiliario y equipo	\$ (186,065)	\$ (91,254)
Adquisición de activos intangibles	(17,189)	(18,089)
Efectivo neto usado en actividades de inversión	\$ (203,255)	\$ (109,343)
Aumento (disminución) neta en el efectivo	(5502,286)	15044,598
Efectivo al inicio del año	20500,587	5455,989
Efectivo al final del año	\$ 14998,301	\$ 20500,587


Ing. René Salvador González Castellón
APODERADO GENERAL ADMINISTRATIVO

Licda. Sandra Carolina López Pineda
CONTADORMurcia & Murcia, S.A. de C.V.
AUDITORES EXTERNOS

Ente Operador Regional (EOR)

Estados de Cambios en el Patrimonio

Por los años terminados al 31 de Diciembre de 2015 y 2014
(Expresados en dólares de los Estados Unidos de América)

	Donaciones	Superávit por revaluación	Superávit (déficit) acumulado	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2013	\$ 2909,468	\$ 607,770	\$ (64,906)	\$ 3452,333
Utilidad neta 2014	\$ 0	\$ 0	\$ 926,115	\$ 926,115
Saldo al 31 de diciembre 2014	\$ 2909,468	\$ 607,770	\$ 861,209	\$ 4378,448
Utilidad neta 2015	\$ 0	\$ 0	\$ 1208,430	\$ 1208,430
Saldo al 31 de Diciembre 2015	\$ 2909,468	\$ 607,770	\$ 2069,639	\$ 5586,878


Ing. René Salvador González Castellón
APODERADO GENERAL ADMINISTRATIVO

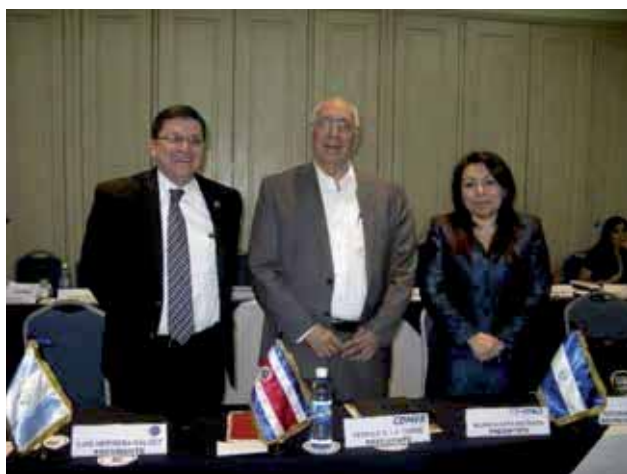

Licda. Sandra Carolina López Pineda
CONTADOR



CRECIMIENTO Y SOLIDEZ DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

FORTALECIMIENTO DEL DIÁLOGO ENTRE LOS ORGANISMOS REGIONALES

Los tres organismos creados por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en septiembre de 2014 se propusieron impulsar una coordinación interinstitucional para identificar y ejecutar las acciones que garanticen un adecuado funcionamiento del Sistema Eléctrico Regional (SER) y de su Mercado Eléctrico Regional.



De izquierda a derecha: Ing. José Luis Herrera Gálvez, presidente del EOR ; Ing. Teófilo de la Torre, presidente del CD -MER ; e Ing. Blanca Coto, presidenta de la CRIE .

del Mercado Eléctrico Regional (CD MER), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Ente Operador Regional (EOR), presentaron su alto compromiso para concretar asuntos estratégicos necesarios hacia el pleno funcionamiento del mercado eléctrico regional, y que atañen a la competencia y gestión de las tres instituciones.

Entre los compromisos más importantes adoptados por las altas autoridades de los tres organismos, destacan el compromiso de trabajar en una Planeación Estratégica Regional que servirá de base y hoja de ruta para ir resolviendo los temas prioritarios para el desarrollo del MER.

En cuanto a la Expansión de la Generación y Transmisión Regional, se acordó diseñar y desarrollar procesos de licitaciones de generación regional y la regulación de las aperturas de la línea SIEPAC considerando el mantenimiento de la capacidad de transmisión; y desarrollar en el corto plazo la autorización de la apertura de la línea SIEPAC.

Asimismo, los tres organismos ratificaron la conveniencia de evaluar la suscripción de un Tercer Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y acordaron analizar los temas del nuevo instrumento regional, entre los cuales se plantea preliminarmente incluir un mecanismo de alza, el tratamiento de tributos en el MER, y las inmunidades y privilegios de los funcionarios de las instituciones regionales, entre otros.

Además, se solicitó a los representantes de Guatemala y Panamá llevar a cabo un diagnóstico sobre la interacción presente y futura de los mercados binacionales de México con Guatemala y de Colombia con Panamá, en los aspectos legales, armonización regulatoria y operación



PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA REGIONAL

En la VI reunión de los Organismos del MER, realizada en diciembre de 2015, en la ciudad de Panamá, se aprobó el Plan Estratégico Regional y la Hoja de Ruta del Mercado Eléctrico Regional.

Con este Plan Estratégico Regional se establece una visión común entre los organismos para un Mercado Eléctrico Regional competitivo y sostenible que contribuya a un suministro de energía económica, confiable y de calidad para todos los habitantes de América Central.

Los temas estratégicos que aborda esta estrategia regional son:

- Fortalecer la institucionalidad y el alineamiento estratégico regional.
- Desarrollar e implementar plenamente la regulación regional.
- Impulsar la expansión de la generación y transmisión regional.
- Promover el desarrollo de la armonización regulatoria.
- Ampliar y mejorar las interconexiones extra-regionales.

El desarrollo de esta actividad se realizó con el apoyo de USAID a través de la firma consultora TETRA TECH.



ENERGIZACIÓN DEL ÚLTIMO TRAMO DE LA LÍNEA SIEPAC

El 01 octubre de 2014, inició en operación el último tramo pendiente de la Línea SIEPAC, Parrita – Palmar Norte, con una longitud de 130 kilómetros en la provincia de Puntarenas, Costa Rica.

Con la energización de este último tramo, la línea de interconexión SIEPAC alcanzó el 100% de su operación y presentan condiciones más favorables para un Mercado Eléctrico Regional competitivo con una red solida para el istmo y un eje de desarrollo e integración de los sistemas eléctricos de la región.

El SIEPAC consiste en una construcción de aproximadamente 1.793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 KV, que inicia en Guatemala y finaliza en Panamá, interconectando a los demás países centroamericanos: El Salvador, Honduras y Nicaragua; cuenta con 15 subestaciones y 28 bahías de acceso, además se incluyen equipos de compensación reactiva lo que permite disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura para el transporte de energía de 300 MW, entre los países de la región, la cual se podrá duplicar cuando se habilite el segundo circuito.

El SIEPAC y el MER también tienen como objetivo abaratar los precios de la electricidad para beneficiar a los más de 45 millones de habitantes de los 6 países centroamericanos, así como garantizar una mayor calidad y confianza en el servicio. Dicho mercado regional, facilita la compra de energía por parte de aquellos países que lo necesiten cuando la demanda local supera sus posibilidades, permitiendo que la venta de excedentes y la oferta de energía más barata sea otra opción al consumidor.

El 10 de diciembre de 2014, autoridades del sector eléctrico centroamericano se comprometieron a continuar impulsando la integración energética regional mediante acciones que permitan fortalecer y ampliar la infraestructura del Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), consolidar el Mercado Eléctrico Regional (MER), y promover el acceso a nuevas fuentes de energía sostenibles, como la introducción del gas natural en Centroamérica.

La reunión fue inaugurada por el Secretario Nacional de Energía de Panamá, Sr. Victor Urrutia, y contó con la participación de los Ministros de Energía y/o sus Representantes de: Colombia, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá y República Dominicana. Este proceso ha sido acompañado por accionistas de la Empresa Propietaria de la Red SIEPAC (EPR), autoridades de los organismos regionales de integración energética tales como el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), el Ente Operador Regional (EOR), funcionarios del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el gobierno español, a través de su agencia de cooperación AECID y otras entidades que han acompañado este proceso.

El evento permitió conmemorar y reconocer el esfuerzo realizado durante 25 años, cuyos avances le han permitido llegar a la reciente conclusión del 100 por ciento de la infraestructura de la Red de Transmisión Regional SIEPAC.

COMITÉS TÉCNICOS REGIONALES

VIDEOCONFERENCIAS - 2014

Enero/2014	CTSO - Informar sobre los cambios realizados en los equipos de control de unidades de generación e instalación de PMU's, en las áreas de control de Costa Rica y Panamá. Cierre de la línea de interconexión: Guatemala – México, para operar interconectados de forma ininterrumpida, las 24 horas del día, el Sistema Eléctrico Regional con el Sistema Eléctrico Mexicano.
Marzo/2014	GTRS - Presentar un resumen de las actividades desarrolladas por el EOR en conjunto con los OS/OM en seguimiento a la implementación del SIMECR. Abordar temas relacionados con la recolección de datos técnicos de los equipos de medición ubicados en los nodos de la RTR.
Mayo/2014	CTSO - Revisión de Premisas y procesos para el estudio de máximas transferencias correspondientes al segundo semestre de 2014.
	CTSO - Presentación de resultados y conclusiones de los acuerdos tomados respecto a los desvíos de energía en el Sistema Eléctrico Regional.
	CTSO - Acuerdo para la actualización del BIAS de frecuencia de las áreas de control y análisis de pseudoecuaciones.
Junio/2014	CTSO - Deshabilitación de pseudoecuaciones y habilitación de pérdidas medias en la programación para el control de AGC en las áreas de control.
Julio/2014	CTC – GTRS - Presentar el "Programa de auditorías de los equipos de medición donde se realicen transacciones", en cumplimiento al resuelve cuarto de la Resolución CRIE-P-15-2013. Presentar resultados estadísticos del informe "Inventario por país de los equipos de medición comercial ubicados en los nodos de la red de transmisión regional (RTR)", en cumplimiento al resuelve tercero de la resolución CRIE-P-15-2013.
Septiembre/2014	CTNDC - Revisar los términos de referencia para licitar la consultoría que desarrollará la "propuesta de normas de Diseño de instalaciones y Equipos vinculados a la RTR", conforme el artículo 16.1.1 del Libro III del RMER.
	CTC – GRTS - Presentar el informe "Inventario por país de los equipos de medición comercial ubicados en los nodos de la red de transmisión regional (RTR)". Presentar el "Procedimiento para realizar la prueba de relación de transformación".
Noviembre/2014	CTSO - Revisión y discusión de los valores de banda muerta programada en el AGC de cada OS/OM.
	CTSO - Revisión de aspectos relacionados al cierre de la línea La Vega II – Ahuachapán 230kV.
Diciembre/2014	CTSO - Revisión de los resultados del informe de identificación de la RTR-2015 final

VIDEOCONFERENCIAS - 2015

Enero/2014	CTSO - Revisión de los informes remitidos por los OS\OM sobre el evento del 5 de diciembre del 2014 así como el informe del EOR. Revisión de la actuación del Esquema de Control Suplementario ESIM004_OSC ante oscilaciones y recomendaciones sobre su ubicación.
Febrero/2014	CTSO - Revisión de la propuesta integral, plan de acción de continuidad a seguir para, brindar una solución a las oscilaciones no amortiguadas que se producen en el SER.
Marzo/2014	CTSO - Propuesta de procedimiento para incluir los nuevos proyectos de generación y transmisión en la Base de Datos de PSSE. Propuesta de procedimiento para autorización de puesta en servicio de elementos de transmisión y plantas de generación a la RTR. Metodología de verificación de los criterios para la respuesta primaria de los generadores que participan en el Servicio Auxiliar de Reserva de Regulación Primaria de Frecuencia y verificación de parámetros técnicos de unidades generadoras.

VIDEOCONFERENCIAS - 2015

	CTSO - Preparar una propuesta regulatoria relacionada con el grado de penetración y las condiciones técnicas previas que deberán cumplirse, para la entrada en operación de proyectos de generación con tecnologías renovables no convencionales en el Sistema Eléctrico Regional.
Septiembre /2014	CTSO - Revisar la metodología para determinación de la RPF del SER y revisión de los criterios técnicos para la prestación y la evaluación de la RPF en el Sistema Eléctrico Regional.
Septiembre /2014	CTSO - Revisar y discutir con los consultores y los OS/OM los informes finales de las consultorías sobre la evaluación técnica y económica de los Criterios y Parámetros de Calidad y Seguridad y la consultoría sobre la Metodología de Máxima Capacidad de Transferencia entre Países de Centro América.

PRESENCIAL - 2014

Abril/2014	CTSO – Revisión y discusión de los Esquemas de Desconexión por Baja Frecuencias y Bajo Voltaje y criterios sobre la regulación primaria y secundaria.
Mayo/2014	CTPET, CTPEG - Definir lineamientos para la conformación de la Base de Datos de la RTR para ser utilizada por el EOR en el “Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional”. Presentar el proyecto “Modelo computacional para el Desarrollo de estudios del sistema de Planificación de la Transmisión y generación regional, establecidos en el RMER”. Presentar el proyecto “Estudio de Planificación Indicativa de la expansión de la generación y la transmisión regional de los países de América Central”; y, revisar las bases de datos, establecer escenarios para la realización de simulaciones en cumplimiento con lo establecido en la sección 5.1 del libro III del RMER.
Abril/2014	CTSO - Revisión y discusión de los criterios que deberían seguir los agentes transmisores para el cálculo de las capacidades técnicas de transmisión de sus instalaciones según lo establecido en resolución CRIE y revisión y discusión de procedimiento para la inclusión de mantenimiento no programados en el plan anual.
	CTC-SIMECR – Revisión de procedimientos relacionados con los requisitos de inspección y pruebas, registro de equipos y estimación de medidas conforme al RMER. Presentación por cada OS/OM de la metodología de internalización de las desviaciones entre cada área de control.
Noviembre /2014	CTPO - Identificación de los elementos complementarios de la RTR 2015, según la aplicación del cuarto paso del procedimiento establecido en el RMER.

PRESENCIAL - 2015

Febrero /2014	CTPET - Revisar los resultados de la Fase I del estudio para determinar las necesidades de inversión por país, para alcanzar la Capacidad operativa de 300 MW en la Red de Transmisión Regional, estudio realizado en coordinación con el laboratorio PNNL.
Marzo/2014	CTPEG - Revisión de los resultados del estudio de planificación de la expansión de la Generación Regional
Septiembre /2014	CTSO - Presentar de las características del proyecto de Interconexión Colombia-Panamá (ICP), y los resultados preliminares del estudio técnico de interconexión al Sistema Eléctrico Regional.
Octubre /2014	CTPEG, CTPET - Revisar la Guía para la conformación y actualización de la Base de Datos Regional para los procesos del Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional.
	CTPO - Revisar la metodología (criterios y premisas) para la realización de las actividades relativas al Cuarto Paso de la Metodología de Definición de la RTR correspondiente al año 2016.
Diciembre /2014	CTPO - Acordar la metodología y las premisas para el desarrollo del estudio de Planeamiento Operativo correspondiente al período 2016-2017 y la revisión de la Base de Datos.

TALLERES Y CONGRESOS REGIONALES

- Taller “Elaboración de propuesta de Mecanismo y Procedimiento para la administración, operación y aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Corto Plazo”
- 1er. Congreso Regional de Energía, organizado por la ASI en 2014



El 29, 30, 31 de enero de 2014, el EOR organizó un taller para la elaboración del Documento Base la administración, operación y aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión de Corto Plazo. Se contó con la participación de funcionarios de los entes reguladores y operadores de cada país, el CDMER y la CRIE.



El 27, 28, 29 de agosto de 2014, el EOR participó como conferencista y socio estratégico en el 1er. Congreso Regional de Energía organizado por la Asociación Salvadoreña de Industriales (ASI).

- **Primer taller regional “Subastas de Derechos de Transmisión en el Mercado Eléctrico Regional”**

El EOR, celebró el 25 de septiembre de 2015, en la ciudad de San Salvador, El Salvador, el primer taller regional sobre “Subastas de Derechos de Transmisión en el Mercado Eléctrico Regional”, con el fin de explicar el mecanismo conceptual de los Derechos de Transmisión establecido en el RMER y la aplicación de la resolución CRIE-24-2015, relacionada a pruebas de asignación de Derechos Firmes por medio de Subastas.



SIGLAS

AMM :	Administrador del Mercado Mayorista.
ASI :	Asociación Salvadoreña de Industriales.
CAF :	Coordinación de Administración y Finanzas.
CCSD :	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño.
CDMER :	Concejo Directivo del Mercado Eléctrico Regional .
CDT :	Coordinación de Derechos de Transmisión.
CNDC :	Centro Nacional de Despacho de Carga.
CRCT :	Centro Regional de Coordinación de Transacciones de Energía.
CRIE :	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica .
CRPS :	Contrato Regional con Prioridad de Suministro.
CTNDC :	Comité Técnico de Normas de Diseño y Costos.
CTPEG :	Comité Técnico de la Planificación de la Generación.
CTPET :	Comité Técnico de la Planificación de la Transmisión.
CTPO :	Comité Técnico de Planeamiento Operativo.
CTSO :	Comité Técnico de Seguridad Operativa.
CVT :	Cargos Variables de Transmisión.
DF :	Derechos Firmes.
EDACBF :	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
ENATREL :	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica.
ENEE :	Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
EOR :	Ente Operador Regional .
EPR :	Empresa Propietaria de la Red.
ETESA :	Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A.
GOS :	Gerencia de Operación y Seguridad Operativa.
GSIC :	Gerencia de Sistemas Informáticos y Comunicaciones.
GTE :	Gerencia de Transacciones de Energía.
ICE :	Instituto Costarricense de Electricidad.
IVDT :	Ingresos por Venta de Derechos de Transmisión.
MCR :	Mercado de Contratos Regional.
MCTP :	Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia.
MER :	Mercado Eléctrico Regional .
MOR :	Mercado de Oportunidad Regional.
OS /OM :	Operadores del Sistema y/o Operadores del Mercado.
PDC :	Procedimiento de Detalle Complementario.
PMU :	Phasorial Measurement Unit (Unidad de Medición Fasorial).
PNNL :	Pacific North West National Laboratory.
PSS /E:	Power System Simulation for Engineering (Simulador de Sistemas Eléctricos de Potencia)
RMER :	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
RTR :	Red de Transmisión Regional.
SCADA /EMS :	Supervisory Control and Data Acquisition System / Energy Management System (Sistema de Control Supervisorio y Adquisición de Datos/Sistema de Administración de Energía).
SDDP :	Stochastic Dual Dynamic Programation (Programación Dinámica Estocástica Dual).
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 Sincronizado Regional
SPTR :	Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional.
USAID :	United States Agency for International Development (Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional).
UT :	Unidad de Transacciones de S.A de C.V.

SITIOS DE INTERÉS



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



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



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



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



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



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



Empresa Propietaria de la Red
EPR Costa Rica
www.eprsiepac.com



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



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



Comisión Económica para América
Latina y el Caribe
CEPAL
www.cepal.org/es



Agencia de los Estados Unidos para el
Desarrollo Internacional
USAID El Salvador
www.usaid.gov/el-salvador



TETRA TECH El Salvador
www.tetrattech.com/es



ENTE OPERADOR REGIONAL

Diagonal Universitaria, entre 25 Calle Poniente y 17
Avenida Norte, Colonia Layco San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX : (503) 2245-9900 FAX : (503) 2208-2368.
Email: info@enteoperador.org