



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

INFORME DE EVOLUCIÓN DEL EOR EN EL MARCO DE LA OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL **MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)**



2014 - 2018



SOMOS **LA ENERGÍA**
DE LA INTEGRACIÓN
ELÉCTRICA REGIONAL



Este documento puede reproducirse total o parcialmente por cualquier medio, previa autorización de la entidad autora.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1. CONTEXTO

INTRODUCCIÓN	8
ANTECEDENTES	9
FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DEL EOR	10
PERSPECTIVA INTEGRAL DEL ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR)	11

CAPÍTULO 2. RESUMEN EJECUTIVO

A. EVOLUCIÓN DE LA GESTIÓN DEL EOR EN EL MARCO DE LA PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN TÉCNICA DEL SER Y DE LA GESTIÓN COMERCIAL DEL MER, EN LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS (2014-2018)	15
B. LOGROS RELEVANTES DEL EOR EN LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS	18
C. RESUMEN DE MEJORAS Y EFICIENCIA EN EL SERVICIO	28
D. COOPERACION TÉCNICA	35
E. PRINCIPALES RETOS	36
F. ASPECTOS RELEVANTES A TOMAR EN CUENTA	37

CAPÍTULO 3. EVOLUCIÓN DE LA GESTIÓN DEL EOR EN LOS ULTIMOS 5 AÑOS, EN EL MARCO DEL DESARROLLO GRADUAL DEL MER.

A. ROL DEL EOR EN EL DESARROLLO GRADUAL DEL MER, A TRAVÉS DE PROPUESTAS REGULATORIAS A LA CRIE.	39
B. EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS TÉCNICOS Y COMERCIALES DEL MER	40
	46

CAPÍTULO 4. MEJORAS EN LA EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS A LOS CLIENTES DEL MER

A. MAPA DE CLIENTES Y OTRAS PARTES INTERESADAS	51
B. SERVICIOS QUE EL EOR PRESTA AL CLIENTE DEL MER	52
C. EVOLUCIÓN Y MEJORAS EN LA EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS AL CLIENTE DEL MER	54
	55

CAPÍTULO 5. PRINCIPALES LOGROS DEL EOR EN LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS

73

CAPÍTULO 6. GESTIÓN DE COOPERACIÓN TÉCNICA NO REEMBOLSABLE

86

CAPÍTULO 7. RETOS INSTITUCIONALES

91

CAPÍTULO 8. ADAPTACIÓN ORGANIZACIONAL DEL EOR

96

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

98

ÍNDICE

DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.	
Ejes de la gestión integral del EOR para la provisión de servicios a los clientes	12
Ilustración 2.	
Ejes de la gestión integral del EOR	13
Ilustración 3.	
Evolución de la gestión del EOR en el marco de la planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER	16
Ilustración 4.	
Procesos relevantes del EOR para afrontar los retos	17
Ilustración 5.	
Aspectos claves que han impactado en la mejora y eficiencia de los servicios a los clientes del MER	28
Ilustración 6.	
Evolución de la cooperación técnica al EOR	35
Ilustración 7.	
Principales organismos de cooperación con quienes el EOR ha venido trabajando	35
Ilustración 8.	
Hitos relevantes de la evolución de la gestión del EOR	53
Ilustración 9.	
Retos y desafíos del EOR a corto y mediano plazo	92

Tabla 1. Mapa de clientes y otras partes interesadas	18
Tabla 2. Planificación y operación del SER	29
Tabla 3. Gestión comercial del MER	31
Tabla 4. Gestión del suministro de la información y tecnología	33
Tabla 5. Propuestas regulatorias que el EOR ha presentado a la CRIE	41
Tabla 6. Número de solicitudes de bases de datos regional	47
Tabla 7. Número de solicitudes de conexión a RTR	47
Tabla 8. Agentes autorizados a realizar transacciones en el MER	48
Tabla 9. Inyecciones en el MER y precio promedio anuales	48
Tabla 10. Histórico de inyecciones diarias en el MER	49
Tabla 11. Comparativo diario de inyecciones	49
Tabla 12. Mapa de clientes y otras partes interesadas	52
Tabla 13. Servicios que el EOR presta al cliente del MER	54
Tabla 14. Mejoras en la planificación y operación del SER	55
Tabla 15. Mejoras en la gestión comercial del MER	57
Tabla 16. Mejoras en la gestión del suministro de la información y tecnología	58
Tabla 17. Servicios de planificación del Sistema Eléctrico Regional	60
Tabla 18. Servicios de la operación en tiempo real	61
Tabla 19. Servicios de la seguridad operativa del SER	62
Tabla 20. Servicios de la programación de la energía del MER	63
Tabla 21. Servicios de facturación, liquidación y administración de garantías del MER	64
Tabla 22. Servicios de sistemas especializados (SIIM, ERP y SPTR)	69
Tabla 23. Asistencias Técnicas No Reembolsables	87
Tabla 24. Organismos internacionales/ Cooperación No Reembolsable	88
Tabla 25. Cooperación técnica gestionada	88

ÍNDICE

DE TABLAS

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AGC	Unidades en Control Automático de Generación
CCSD	Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía de México
CNFF	Contratos No Firmes Físicos Flexibles
CRCT	Centro Regional de Coordinación de Transacciones
CRIE	Comisión Regional de la Interconexión Eléctrica
CRPS	Contratos Regionales con Prioridad de Suministro
CTC	Comité Técnico Comercial
CVTn	Cargo Variable de Transmisión Neto
DF	Derechos Firmes
DFPP	Derechos Financieros Punto a Punto
DT	Derechos de Transmisión
ECS	Esquemas de Control Suplementario
EDACBF	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia
EDALTIBF	Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia
EEC	Estudios Energéticos Consultores
EMS	Energy Management System/Sistema de Gestión de Energía
EOR	Ente Operador Regional
ERP	Sistema de Planificación de Recursos Empresariales
ERV	Energías Renovables Variables
FUUNSAJ	Fundación Universidad Nacional de San Juan
GDC	Gerencia de Desarrollo Corporativo
GIT	Gerencia de Informática y Telecomunicaciones
GPO	Gerencia de Planificación y Operación
GTRS	Grupo de Trabajo Regional del SIMECR
IPN	Instituto Politécnico Nacional

IRMER	Informe de Regulación del MER
IVDT	Ingreso 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
OMCA	Operador del Mercado Centroamericano
OS/OM	Operador del Sistema y Operador del Mercado
PAOs	Planes Anuales Operativos
PDC	Procedimiento de Detalle Complementario
PEC	Plan Estratégico de Comunicaciones
PHVA	Planificar, Hacer, Verificar y Actuar
PMU	Phasorial Measurement Unit/ Unidad de Medición Fasorial
PNNL	Pacific Northwest National Laboratory/Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico
PSR	Soluções e Consultoria em Energia LTDA/ Soluciones Energéticas y Consultoría
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROF	Reglamento de Organización y Funciones
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia
RTMER	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional
RTR	Red de Transmisión Regional
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition/ Control de Supervisión y Adquisición de Datos
SEM	Sistema Eléctrico de México
SER	Sistema Eléctrico Regional
SGC	Sistema de Gestión de la Calidad
SICA	Sistema de la Integración Centroamericana
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIIM	Sistema Integrado de la Información del Mercado
SIMECR	Sistema de Medición Comercial Regional
SMFSR	Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional
SPTR	Sistema de Planificación de la Transmisión Regional
TdR	Términos de Referencia

MENSAJE DEL PRESIDENTE DE LA JUNTA DIRECTIVA

Hacer del Ente Operador Regional un Ente que dirige la operación técnica y comercial de un mercado eléctrico que integra seis países y que, además, planifica el Sistema Eléctrico Regional con base en criterios técnicos y económicos, con liderazgo responsable y con una visión de convertirnos en un operador de clase mundial es la meta que hemos decidido alcanzar a través del cambio y transformación organizacional, con un enfoque en el perfeccionamiento de nuestros procesos técnicos y comerciales y así contribuir con nuestros servicios al desarrollo económico y sostenible de la región centroamericana.

Para conocer más sobre el EOR, sus aportes, logros y avances en el Mercado Eléctrico Regional, conozcamos un poco de historia sobre su formación y el entorno donde fue creado.

Entre los años 80 y 90 los gobiernos de los países que conforman la región de América Central, en el marco del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), manifestaron su deseo de iniciar un proceso gradual de integración eléctrica, mediante la gestación de un mercado que cubriera de forma oportuna y sostenible la electricidad requerida para el desarrollo económico y social del istmo centroamericano en beneficio de su población.

La puesta en marcha de este Mercado Eléctrico está concebido dentro del proyecto que los mandatarios denominaron: "Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)" el cual establece la primera carretera indivisible de transmisión de 1,800 kilómetros de longitud que recorre desde Panamá hasta Guatemala, con un voltaje de 230 kilovoltios y una capacidad para flujo de energía entre los países hasta de 300MW.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), suscrito y ratificado por los Estados de los seis países integrantes que conforman el MER: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, es el instrumento jurídico que constituyó el proyecto SIEPAC y permitió la creación de los Organismos Regionales que brindan un efectivo cumplimiento a los objetivos y fines del Tratado en mención.



Lic. Ricardo Salazar Villalta,
Presidente Junta Directiva (2018-2019)

En este contexto surge el Ente Operador Regional (EOR), la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), este último creado por el Segundo Protocolo al Tratado Marco.

Desde su formación, el Mercado Eléctrico Regional ha evolucionado a pasos agigantados. Su operación comenzó en el año 2002, con el Reglamento Transitorio (RTMER). La gestión comercial del MER fue ejecutada por una unidad llamada Operador del Mercado Centroamericano (OMCA), la cual funcionó hasta el 2006, cuando se contó con las condiciones e infraestructura óptima para que el EOR asumiera la total responsabilidad de la Operación y Administración del MER y la Planificación de la Generación y Transmisión regional.

El periodo en el que el MER estuvo operando con la reglamentación transitoria sirvió para que el EOR preparara las condiciones de los sistemas de información, metodologías, procedimientos y su respectiva estructura organizativa, requeridos

para permitir la operación bajo la reglamentación definitiva: el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el cual entró en vigencia en el año 2013, junto con el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC).

Desde el año 2006 el EOR, en coordinación con los demás operadores de los sistemas nacionales, ha asegurado que el despacho de la energía eléctrica a la región centroamericana se realice de forma segura, confiable y de calidad, con especialidad técnica y económica.

En el año 2013, con la entrada en operación comercial del último tramo de la línea SIEPAC, se produjo un cambio importante en la operación técnica y comercial del MER, que dio paso a la nueva normativa definitiva con la que se operaría el Mercado Eléctrico Regional. Esto provocó un disparo en la dinámica del MER, tanto por el aumento del número de agentes participantes como en el volumen de inyecciones de energía, posicionando al MER como un referente para el desarrollo de la infraestructura eléctrica en la región centroamericana.

El cambio en la operación del MER provocó que el EOR realizara modificaciones en los procesos técnicos y comerciales, impulsándolo a una reestructuración organizacional con enfoque en la eficiencia de los servicios que brinda a sus clientes del MER.

A través del presente informe, los invito a conocer la **“Evolución del EOR en el marco de la Planificación y Operación Técnica del SER y la Gestión comercial del MER, 2014-2018”**. Aquí se presentan los logros y mejoras en la gestión técnica y comercial que realiza el EOR de acuerdo a sus funciones y responsabilidades en el MER. Asimismo, presentamos los grandes retos y desafíos que se visualizan en el corto y mediano plazo.

Este informe representa el claro esfuerzo en conjunto de todo el equipo de profesionales talentosos, guiados y dirigidos por una administración general comprometida con transformar al EOR en un organismo de clase mundial.

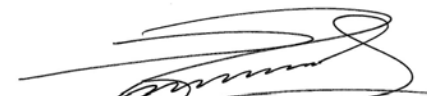
La importante tarea de asegurar el abastecimiento energético a los habitantes de América Central es una seria responsabilidad la cual asumimos con liderazgo, procurando que nuestros procesos se transformen, de acuerdo a las mejores prácticas y estándares de calidad internacionales.

El EOR cree en la integración regional como la solución para superar en conjunto los desafíos que comprometen su desarrollo. Con esta visión, la próxima línea estratégica 2024 estará enfocada en los siguientes ejes: “Implementación efectiva de la Planificación del Sistema Eléctrico Regional”, “Transformación Digital y Cultura Organizacional”, “Ampliación y Modernización de la funcionalidad técnico-operativa”, “Fortalecimiento de la Plataforma Tecnológica e Infraestructura Física” por medio de “Potenciar el Talento Humano y velar por su bienestar”, todo para mejorar significativamente nuestro “Enfoque de vínculos efectivos con nuestros Clientes y Aliados Estratégicos”.

Desde la máxima autoridad decisoria del EOR, como junta directiva, estamos firmes en nuestro compromiso para que la gestión que se nos ha asignado se realice con ‘Excelencia, Liderazgo, Transparencia, Imparcialidad e Integridad’, cumpliendo y haciendo cumplir las funciones y objetivos que le asigna el Tratado Marco al EOR para convertirnos en un Ente Operador de clase mundial, reconocido por su compromiso con la innovación, la sostenibilidad y la excelencia en la integración de mercados eléctricos.

También es necesario crear mayor sinergia con los actores del MER, especialmente con los organismos regionales, manteniendo un solo objetivo: velar por que se cumplan los fines y objetivos del Tratado Marco para el bien común del Mercado Eléctrico Regional.

Continuamos firmes en nuestro compromiso para que la gestión que se nos ha asignado se realice con pasión y eficiencia, buscando estándares internacionales de calidad e innovación, cumpliendo y haciendo cumplir las funciones y objetivos que le asigna el Tratado Marco al EOR y así convertirnos en referente líder como Operador en el sector eléctrico regional.

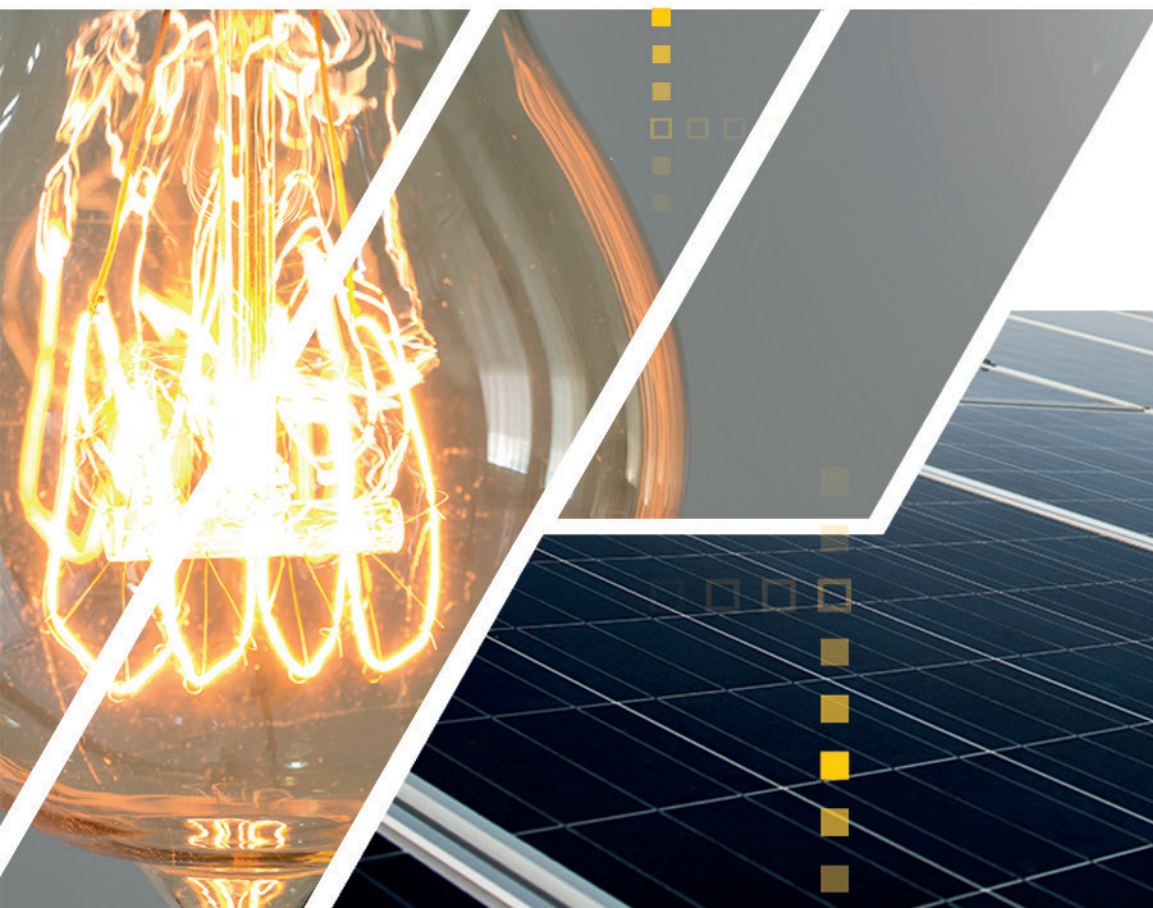


Lic. Ricardo Salazar Villalta,
Presidente Junta Directiva (2018-2019)



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO CONTEXTO 1.



INTRODUCCIÓN



El presente informe tiene como propósito reflejar cual ha sido la **“EVOLUCIÓN DEL EOR EN EL MARCO DE LA OPERACIÓN TÉCNICA Y COMERCIAL DEL MER”** de los últimos cinco años (2014-2018), en particular la mejora en la eficiencia del servicio a los diferentes clientes y las otras partes interesadas del EOR, la cual es el resultado de la gestión integral que el EOR lleva a cabo como institución regional.

El informe inicialmente presenta un **Capítulo 2** en donde se aborda un resumen ejecutivo de los principales temas planteados en el desarrollo de detalle. En el **Capítulo 3** se aborda la evolución de la gestión del EOR en el marco de la operación técnica y comercial del MER para, a continuación, en el **Capítulo 4** se describen las mejoras en la eficiencia de los servicios que el EOR brinda a los clientes del MER. En el **Capítulo 5** se destacan por su relevancia los principales logros del EOR y en el **Capítulo 6** se analizan los logros en la gestión de la cooperación técnica no reembolsable. Tomando en cuenta que el MER es un mercado en crecimiento y con alto potencial de desarrollo es también relevante para el EOR abordar en el **Capítulo 7** los retos institucionales para responder a las demandas del MER. Para ello será indispensable mantenerse preparado y vigente para atender el desarrollo gradual del MER, lo cual se aborda en el **Capítulo 8** y, por último, las conclusiones principales que se generan como resultado del presente informe se desarrollan en el **Capítulo 9**.

ANTECEDENTES

El Ente Operador Regional, que puede abreviarse EOR, es una institución regional constituida por medio del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, suscrito por las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, firmado en la Ciudad de Guatemala el día 30 de diciembre de 1996. El Ente Operador Regional (EOR) es una institución con personalidad jurídica propia y capacidad de Derecho Público Internacional, con domicilio en la Ciudad de San Salvador, República de El Salvador.

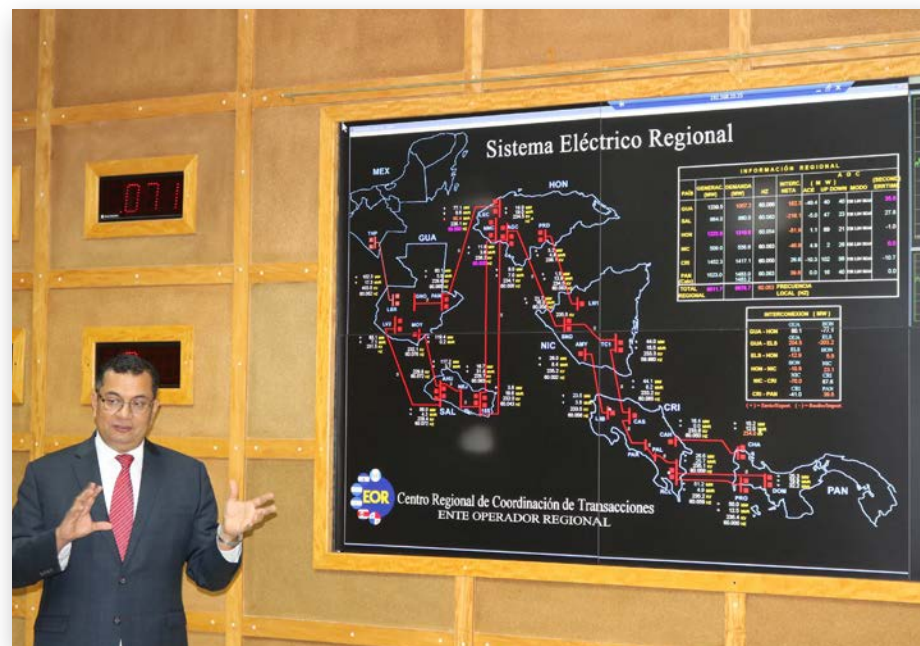
En el marco de las funciones y responsabilidades del EOR establecidas en el artículo 10 del Tratado Marco se encarga al Ente Operador Regional de realizar las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico y en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica. En el artículo 28 se establecen los principales objetivos y funciones del mismo.

A finales de 2005 la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) aprobó el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), con la condición de que su vigencia plena estaría sujeta a la entrada en operación de la línea de transmisión SIEMAC. La resolución de la CRIE estableció que el EOR debería implementar en forma gradual los sistemas de información, metodologías, procedimientos y modelos requeridos para permitir la operación del MER bajo el RMER. Mientras tanto, el MER continuaría operando bajo el Reglamento Transitorio del MER (RTMER) sujeto a las restricciones impuestas por la baja capacidad de las interconexiones binacionales.

Entre 2008 y 2010 se logró fortalecer la estructura organizativa del EOR; implementar el sistema de control SCADA/EMS; el desarrollo de los modelos del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM); implementar los procedimientos para el cobro del Cargo de Regulación y del Cargo por Servicio de Operación del MER; definir los procedimientos para el acceso a la Red de Transmisión Regional (RTR); conformar grupos de trabajo regionales para la administración y operación del MER; y elaborar programas graduales de cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) y de los requisitos técnicos del Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR).

En mayo de 2013 finalizó la aplicación del Reglamento Transitorio del MER (RTMER) y, a partir del 1 de junio de 2013, el EOR inició la operación del MER bajo el RMER y el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), el cual contiene reglas complementarias al RMER para operar el MER, considerando limitaciones físicas y técnicas en los Sistemas de Medición Comerciales de los países de la región, para cumplir con requisitos establecidos en el RMER.

La sustitución del RTMER por el RMER, conjuntamente con el PDC, trajo consigo un cúmulo de exigencias, necesidades y cambios en las funciones y responsabilidades del EOR, con respecto a las cuales la institución ha venido evolucionando con miras a cumplir su rol de operador del MER.



René González Castellón, Director Ejecutivo

FUNCIONES Y RESPONSABILIDADES DEL EOR

Específicamente el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece que el EOR dirige y coordina la operación técnica del SER y realiza la gestión comercial del MER con criterio técnico y económico de acuerdo con la Regulación Regional aprobada por la CRIE, siendo sus funciones:

- a) Proponer a la CRIE los procedimientos técnicos, comerciales y operativos del Mercado y del uso de la RTR;
- b) Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realicen con criterio económico, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño;
- c) Realizar en coordinación con los OS/OMS, la gestión de las transacciones comerciales entre los agentes del mercado;
- d) Formular el plan de expansión indicativo para la generación y transmisión regionales; y
- e) Apoyar mediante el suministro de información los procesos de evolución del Mercado.

Entre las responsabilidades del EOR se encuentran las siguientes:

- a) Cumplir y aplicar la Regulación Regional;
- b) Coordinar con los OS/OMS la operación técnica y comercial del MER y de la RTR;
- c) Elaborar los procedimientos técnicos y comerciales para la operación del MER;
- d) Realizar el seguimiento de la aplicación de las reglas de operación y de los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) del MER;
- e) Preparar periódicamente informes para la CRIE y los OS/OM;

- f) Proponer CCSD para la operación del SER;
- g) Desarrollar y mantener una Base de Datos Regional;
- h) Adoptar las medidas que considere convenientes para salvaguardar la integridad de la RTR de acuerdo con los procedimientos y criterios que establece la regulación regional;
- i) Delegar en los OS/OM jerárquicamente dependientes las funciones de control y gestión de la operación;
- j) Validar o realizar los estudios que definan condiciones límite de la operación, la Capacidad Operativa de Transmisión de las instalaciones de la RTR;
- k) Coordinar las investigaciones de eventos en el SER, solicitando a los Agentes y OS/OM que se han visto involucrados en éstos, las informaciones pertinentes, resultados de evaluaciones y análisis desarrollados;
- l) Supervisar y validar, en coordinación con el Agente respectivo, las calibraciones propuestas para las protecciones y sistemas de control cuyos efectos involucren a más de un Agente;
- m) Definir al menos una vez al año la Capacidad Operativa de Transmisión de la RTR, tomando en cuenta lo informado por el OS/OM y el Agente transmisor;
- n) Considerar en el SPTR las propuestas de adecuaciones de la RTR presentadas por los Agentes que no prestan el servicio de transmisión; y
- o) Administrar los Derechos de Transmisión y mantener un registro de los mismos.

PERSPECTIVA INTEGRAL DEL ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR)

Para el desarrollo eficaz de sus funciones, el EOR debe verse desde una perspectiva integral como institución estructurada y organizada de tal forma que permita una gestión ágil y adecuada para afrontar los retos actuales y futuros del MER; por tanto, el EOR ha hecho esfuerzos significativos que le han permitido evolucionar de manera integral en todas sus ejes de acción, en el marco de sus procesos de planificación y operación del SER y gestión comercial del MER, por lo que ha venido creciendo de

manera gradual y armonizada en función de las mejoras, nuevos procesos, servicios y retos que demanda el desarrollo tanto del SER como del MER.

En el siguiente esquema, se muestra los ejes de acción del EOR mediante los cuales, de manera armonizada, da cumplimiento a sus funciones como operador del SER y administrador del MER.



Ilustración 1. Ejes de la gestión integral del EOR para la provisión de servicios a los clientes

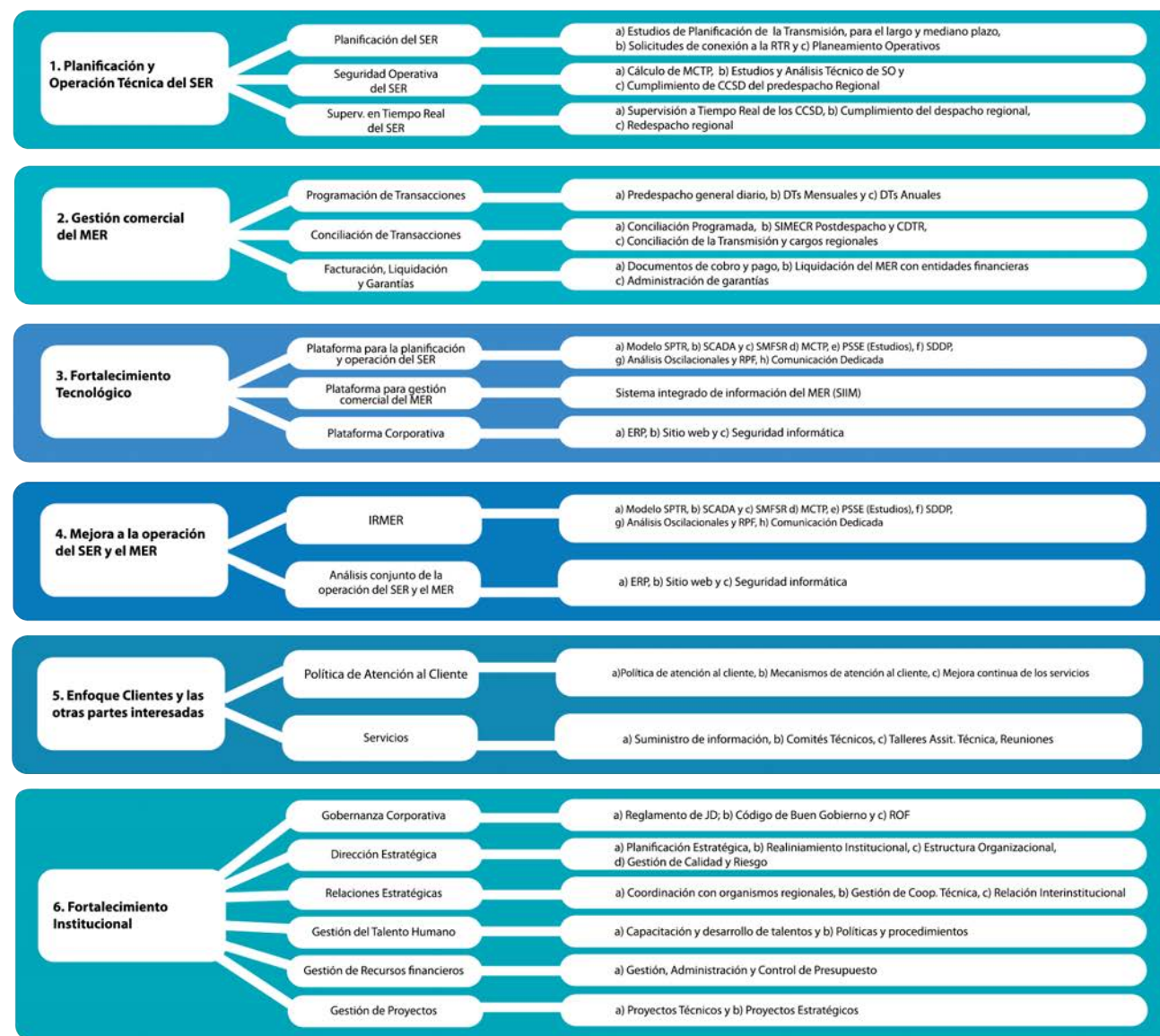
Si bien es cierto que la función del EOR es la operación técnica del SER y comercial del MER, como institución debe prepararse en todos sus ejes de acción, porque son todos en conjunto los que le brindan las condiciones y enfoque adecuado institucional, acorde a las necesidades y retos que demanda el mercado.

manera adecuada dicha operación. Comprometido con su talento humano, se ha propuesto implementar un modelo de gestión que impulse el desarrollo y retención del talento humano, basado en estándares internacionales de excelencia, para atender con efectividad las demandas y retos del MER y sus participantes.

El EOR es una institución con operación crítica en el MER, por lo que es relevante cuidar el talento humano, es decir, a quienes hacen posible que se lleve a cabo de

A continuación, se muestra un esquema con el detalle de los procesos relevantes en cada uno de los ejes de acción del EOR.

EJES DE GESTIÓN INTEGRAL DEL EOR



SERVICIOS A LOS CLIENTES EXTERNOS

Ilustración 2. Ejes de la gestión integral del EOR



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO

RESUMEN EJECUTIVO 2.



A. EVOLUCIÓN DE LA GESTIÓN DEL EOR EN EL MARCO DE LA PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN TÉCNICA DEL SER Y DE LA GESTIÓN COMERCIAL DEL MER, EN LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS (2014-2018)

El EOR ha venido evolucionado gradualmente en el marco de la planificación y operación técnica del SER y de la gestión comercial del MER, contribuyendo significativamente al desarrollo gradual del Mercado Eléctrico Regional, el cual en los últimos años ha reflejado una dinámica de crecimiento y adaptación a las nuevas reglas del mercado establecidas a partir de la entrada en vigencia del RMER+PDC. Lo anterior ha representado para el EOR un periodo de retos importantes en dos sentidos: a) por un lado, la preparación, ajustes y entrada de nuevos procesos técnicos y comerciales y con ello nuevos servicios y atención para los clientes del MER acordes a las nuevas reglas establecidas y b) en la identificación

y propuestas de regulación para la mejora o solución de situaciones presentadas en los procesos de la planificación y operación técnica del SER y de la gestión comercial del MER que mejoran la eficiencia en los servicios a los clientes del MER.

Es importante mencionar el papel fundamental que han representado las Auditorías Técnicas por parte del Regulador Regional, cuyas recomendaciones han sido relevantes para impulsar la evolución del EOR y han impactado en el desarrollo gradual del MER.

En este contexto, es importante recalcar el rol y el impacto que el EOR, en el marco de sus funciones, representa para la evolución de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER; ya que es la institución regional que está directamente vinculada y coordinada con los clientes del MER, por lo que identifica aspectos relevantes y viables para la mejora de los procesos técnicos y comerciales, los cuales gestiona a través de propuestas regulatorias. Lo anterior, hace que el rol del EOR sea determinante y agregue valor al desarrollo gradual del SER y del MER.

“..el rol del EOR es determinante y agrega valor en el desarrollo gradual del SER y del MER”.

En el desarrollo gradual del MER se identifican hitos relevantes que impactan en los procesos técnicos y comerciales y por consiguiente, en la evolución de la gestión del EOR. Uno de ellos fue la derogación del Reglamento Transitorio del MER (RTMER) y la entrada en operación del Reglamento del MER (RMER) más el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), este último propuesto por el EOR a la CRIE, marcando nuevas reglas del mercado, para las cuales todos los

participantes debían estar preparados y, para ello, el EOR dirigió y coordinó con OS/OM y Agentes un periodo de transición previo a la aplicación oficial del RMER con el PDC.

En el siguiente gráfico se indican hitos relevantes en la evolución de la gestión del EOR en el marco de la operación técnica y comercial del MER:

MATRIZ DE HITOS RELEVANTES EN LA EVOLUCIÓN DEL EOR

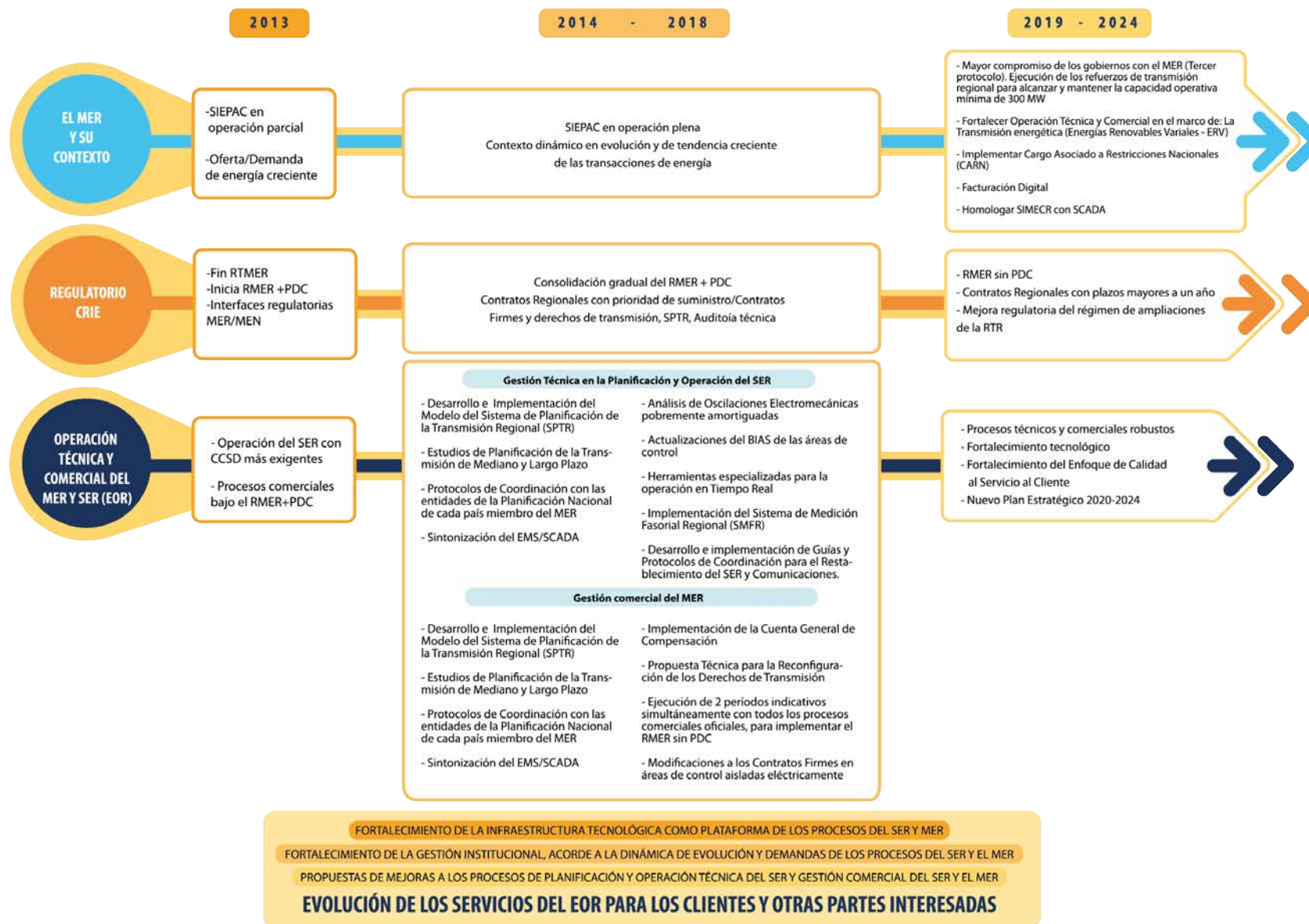


Ilustración 3. Evolución de la gestión del EOR en el marco de la planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER

La entrada en vigencia de la operación del MER, bajo el RMER+PDC, demandó para el EOR un periodo de transición, adaptación y crecimiento en sus procesos técnicos para la operación del SER y la gestión comercial del MER, por consiguiente, mejores y nuevos servicios a los clientes del MER, es decir, que el EOR tuvo que operar sus procesos bajo las nuevas reglas, identificar, proponer mejoras en sus procesos y fue determinante la atención y asistencia técnica brindada a los clientes del MER, quienes debían estar armonizados a las nuevas reglas del negocio. Lo anterior, demandó una evolución en la gestión integral del EOR por lo que en los últimos años ha estado fortaleciéndose tanto en las áreas técnicas y comerciales, así como

“...mejores y nuevos servicios a los clientes externos del MER...”

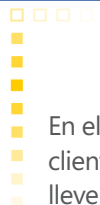
también en procesos de gestión institucional como complemento y eficiencia en la gestión de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

Durante el periodo en referencia, el EOR ha desarrollado y atendido diversos requerimientos claves que contribuyen a la evolución de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER y, por consiguiente, a la mejora en la eficiencia de servicios a los clientes del MER.

A continuación, se presenta una línea de tiempo y las acciones relevantes en las cuales el EOR ha venido focalizando sus esfuerzos:



Ilustración 4. Procesos relevantes del EOR para afrontar los retos



En el marco del desarrollo de las funciones del EOR, la coordinación efectiva con sus clientes y otras partes interesadas es determinante, tanto para la gestión que el EOR lleve a cabo así como también para el desarrollo gradual del SER y el MER, ya que de esta efectiva coordinación y prestación de servicio se identifican mejoras en los procesos técnicos y operativos del MER.

A continuación, se indica el “Mapa de Clientes y otras Partes Interesadas” con las que el EOR trabaja día a día para el desarrollo de sus funciones.

Tabla 1. Mapa de clientes y otras partes interesadas

CLIENTES	PROPÓSITOS
• Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) • Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER • CRIE • CDMER • Agentes potenciales del MER • Inversionistas de proyectos para generación de energía eléctrica	OS/OM: Coordinación e intercambio de información para la operación del Sistema Eléctrico Regional y Administración del Mercado Eléctrico Regional. Agentes del MER: Gestión comercial de la compra y venta de energía entre agentes; operación y despacho regional de energía; suministro de información, los procesos de evolución del Mercado. Instituciones Regionales: Mantener una adecuada y abierta coordinación interinstitucional para lograr los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos. Proveer información y documentación relevante sobre la gestión técnica y comercial del MER, así como propuestas regulatorias para el crecimiento y desarrollo del mismo. Agentes potenciales del MER: Agentes de los mercados nacionales a generar interés en participar en el MER. Inversionistas: Gestionar todo lo relacionado al acceso a la Red Transmisión Regional, planificación de la transmisión.

OTRAS PARTES INTERESADAS • SICA • Entidades de cooperación • Consultores • Instituciones públicas del sector eléctrico • Asociaciones del sector eléctrico • Instituciones financieras • Medios de comunicación • La comunidad como opinión pública	Otras Partes Interesadas: Formar y mantener fuertes relaciones con los aliados permite al EOR crecer a nivel operacional, institucional y estratégicamente en el MER, beneficiándose en materia de conocimientos en las últimas tendencias del sector eléctrico, asistencia técnica para el desarrollo de proyectos importantes para el MER y solidez y credibilidad en su ámbito de actuación.
---	---

B. LOGROS RELEVANTES DEL EOR EN LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS

EJE 1: PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN TÉCNICA DEL SER

i. Implementación de la planificación de la expansión regional

Durante el periodo 2015-2017, el EOR llevó a cabo e implementó el desarrollo del modelo computacional del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) y realizó los estudios de mediano y largo plazo establecidos en el capítulo 10 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Desde finales del año 2017 y durante el año 2018, el EOR realizó el proceso de elaboración de los Estudios de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR para el periodo 2019-2023 y los Estudios de Planificación de Largo Plazo de la expansión para el periodo 2019-2028, conforme los requisitos y metodologías establecidas en el Libro III del RMER. Los estudios de mediano plazo y de largo plazo fueron remitidos a la CRIE en los meses de agosto 2018 y noviembre 2018, respectivamente.

Beneficio

Con la implementación del SPTR y sus estudios, el EOR está en la capacidad de proveer señales efectivas a los países, a las Instituciones del MER, a los agentes actuales y a los agentes potenciales de tal manera que éstos tengan mejor información para tomar las decisiones y así lograr un mayor dinamismo y desarrollo del MER en el mediano y largo plazo.

ii. Sintonizar el Sistema administrador de energía del SCADA (EMS).

Durante los años 2016-2017, el EOR llevó a cabo el proyecto de sintonización del EMS del SCADA regional, mediante el cual se logró entrenar al personal técnico de la Gerencia de Planificación y Operación (GPO) y de la Gerencia de Informática y Telecomunicaciones (GIT) del EOR en el sistema especializado SCADA/EMS (Sistema Administrador de Energía), orientado al dominio de las herramientas incorporadas en la Aplicación de Red del



Presidente pro tempore de Junta Directiva saludando a los operadores de Tiempo Real en el Centro Regional de Coordinación de Transacciones Regionales

iii. Desarrollar e implementar un procedimiento de monitoreo de reserva para regulación primaria y unidades de generación.

Durante el año 2017, el EOR con cooperación del Departamento de Estado de los Estados Unidos de América, a través del Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico/Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), desarrolló e implementó herramientas informáticas para el monitoreo de la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y de las unidades en Control Automático de Generación (AGC).

Beneficio

Con la implementación de estas herramientas, se mejora la capacidad de supervisión de la operación en tiempo real de la operación del SER y el monitoreo del cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño que establece la regulación regional para asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, y que se mantenga una operación estable.



Seminario Regional del MER 2018.

iv. Máximas transferencias de Potencias entre el Sistema Eléctrico de México y el SER.

El EOR con cooperación del Departamento de Estado de los Estados Unidos de América, a través del Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), desarrolló los estudios técnicos para determinar los valores límites seguros de transferencia de potencia entre México y el SER, para condiciones de demanda máxima, media y mínima correspondientes al escenario de verano entre los meses de noviembre 2017 hasta abril de 2018.

Beneficio

Con la determinación de los valores de transferencia de potencia en mención, se da cumplimiento a la instrucción al EOR establecida por el regulador regional mediante la resolución CRIE-31-2017 y además se establecen los valores máximos de transferencia potencia entre México y el SER, sin que se afecte el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la regulación regional.

v. Consultorías para la ejecución y supervisión de pruebas y ensayos de campo a equipos de control de centrales de generación del SER y estudio de pequeña señal.

En septiembre de 2017, el EOR contrató a la Asociación de Estudios Energéticos Consultores (EEC) y al Instituto Politécnico Nacional (IPN) para la ejecución de las pruebas de campo a las unidades generadoras y cálculo

de ajustes a los parámetros de los sistemas. Asimismo, contrató a la Universidad Nacional de San Juan (FUUNSAJ) para la supervisión de dichas pruebas y ensayos.

Como resultado, en el periodo del segundo semestre de 2017 al 2018 se realizaron pruebas y ensayos de campo en 32 unidades de generación de 12 centrales distribuidas en cuatro países: Costa Rica, Panamá, Nicaragua y Honduras, y la obtención de modelos homologados de los generadores y sus sistemas de control para las unidades ensayadas.

Beneficio

Con el desarrollo de las consultorías en mención, el EOR está logrando un avance importante en las acciones que contribuyen a la mitigación de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas que se están presentando en el SER, las cuales afectan su operación bajo condición normal y segura.

vi. Desarrollo de herramientas informáticas para: i) Monitoreo de modos de oscilaciones y cálculo de amortiguamiento con datos PMU's y ii) Monitoreo de la reserva de regulación primaria.

Con el apoyo de la cooperación técnica no reembolsable del Departamento de Estado de los Estados Unidos de América, a través del PNNL, se desarrollaron herramientas tecnológicas para:

- Monitorear y calcular los modos y nivel de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia que ocurren en el SER, de manera que pueda ser utilizado para la supervisión y coordinación de protecciones y ECS asociados a dichos eventos.
- Monitorear y calcular la reserva rodante de cada área de control del SER, con el fin de supervisar el cumplimiento de la reserva rodante mínima establecida por el RMER.

Beneficio

Con la herramienta de cálculo en tiempo real de los modos de oscilación y factores de amortiguamiento en el SER, se fortalecerá la operación continua y estable del Sistema Eléctrico Regional, mejorando la alerta situacional del personal del Centro Regional de Coordinación de Transacciones, al proporcionarles información eficiente para la toma de mejores decisiones ante disturbios ocurridos en el SER.

vii. Avances importantes del proyecto “Implementar el Cálculo de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) en el SER, de una forma más dinámica y con mayor frecuencia”.

En el 2015, el EOR reforzó su plantilla de personal del área de seguridad operativa con un analista de seguridad operativa, y la adquisición del equipamiento asociado, con lo que se incrementó la frecuencia del cálculo de las MCTP, actualizando los valores cada dos o tres meses y ajustes semanales conforme a la programación semanal de mantenimientos de la RTR.

En el 2016 el EOR realizó el diagnóstico e identificación de alternativas para automatizar los subprocesos de cálculo de las MCTP, para reducir el número de tareas que se realizan en forma secuencial por parte del analista, tal como la conformación de los casos de estudio y procesamiento de múltiples escenarios de contingencias.

En el 2017, el EOR llevó a cabo los procesos de gestión de fondos y licitación para la contratación del desarrollo de una herramienta informática y sus interfaces con otro software complementario y capacitación al personal del EOR y de los OS/OM en el uso de la herramienta, con el objetivo de optimizar los tiempos para realizar los cálculos de MCTP. La contratación se completó en marzo de 2018 y el desarrollo de la plataforma tecnológica fue realizado en el periodo de abril a diciembre de 2018.

Asimismo, se reforzó la plantilla de personal del área de seguridad operativa con la contratación de dos analistas de seguridad operativa. Uno, en el 2017; y otro, en el 2018.

Beneficio

Al realizar las transacciones comerciales de energía en el MER, utilizando capacidades de máximas transferencias de potencia entre áreas de control que reproducen las condiciones de operación del SER con base en la más reciente información de cada área de control, se optimizan los niveles de intercambio regional. Por lo anterior, se dinamizarán las transacciones comerciales de energía.

Se mejorará la confiabilidad y seguridad de la operación del SER, de acuerdo a lo establecido en la regulación regional y se tendrá disponible la plataforma tecnológica que también servirá como base para lograr, a mediano plazo, una mayor periodicidad en la actualización de las MCTP, incluso posteriormente con una frecuencia semanal.

EJE 2: GESTIÓN COMERCIAL DEL MER

viii. Implementación de los Contratos con Prioridad de Suministro, Contratos Firmes y los Derechos de Transmisión.

Los Contratos con Prioridad de Suministro (CRPS) se implementaron a partir de enero de 2015, y que posteriormente pasaron a ser los Contratos Firmes, para los cuales el EOR también implementó la Asignación de Derechos Firmes de Transmisión, con periodicidad mensual y Anual, conforme los requerimientos establecidos en la regulación regional.

Beneficio

Con la implementación de los contratos firmes, se pone a disposición de los Agentes del MER un producto adicional para hacer transacciones de energía con características de prioridad para atender el retiro contratado y además brinda una modalidad adicional para los Agentes de hacer negocios en el MER, permitiendo a su vez que el mercado evolucione a estados más competitivos.



Taller Regional de los Procesos Comerciales del MER y Derechos de Transmisión, 2017, Panamá

ix. Coordinación de la ejecución de la hoja de ruta para la implementación de los procesos comerciales del MER bajo el RMER sin el PDC.

En el marco del Plan Estratégico del MER, el EOR como encargado de la iniciativa “Revisión de los procesos del Sistema de la Medición Comercial Regional (SIMECR), Posdespacho y Transacciones por desviaciones en tiempo real, para su implementación conforme al RMER” durante el año 2016, el EOR en coordinación con los OS/OM realizó una revisión de las condiciones en la región para la aplicación de los procesos comerciales del MER bajo el RMER (sin el Procedimiento de Detalle Complementario – PDC) y producto de dicha revisión se elaboró y presentó a la CRIE una propuesta regulatoria con aspectos de mejora para la implementación de los procesos comerciales. El regulador regional incorporó en la regulación regional la mayoría de los aspectos propuestos por el EOR mediante la resolución CRIE-6-2017.

Beneficio

Con la coordinación de la hoja de ruta para la implementación de los procesos comerciales del MER bajo el RMER sin el PDC, el EOR impulsó la implementación de la regulación regional, específicamente los procesos comerciales establecidos en el RMER, contribuyendo a su vez a la consolidación del MER

x. Aplicación del RMER con carácter indicativo conforme resoluciones CRIE 6-2017, CRIE 17-2017, CRIE-41-2017 y CRIE-42-2017.

La Gerencia de Transacciones de Energía, en coordinación con la Gerencia de Planificación y Operación y la Gerencia de Información y Tecnología, llevó a cabo en dos ocasiones durante el año 2017 la ejecución paralela de los procesos comerciales del MER de forma oficial (RMER+PDC) y de forma indicativa (RMER sin PDC) de acuerdo al siguiente detalle:

- Conforme las Resoluciones CRIE-06-2017, CRIE-17-2017 en el periodo comprendido del 1 de junio de 2017 al 31 de julio de 2017.



- Conforme a las Resoluciones CRIE-41-2017, CRIE-42-2017 en el periodo comprendido del 1 de octubre de 2017 al 30 de noviembre de 2017.

Asimismo, en diciembre 2018 se realizaron, en coordinación con los OS/OM, pruebas de los procesos comerciales del MER aplicando resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, previo a la implementación de la operación del MER, bajo el RMER, antes de su aplicación oficial a partir de enero 2019.

Beneficio

Con la coordinación de la aplicación indicativa y las pruebas de los procesos comerciales en mención, el EOR apoyó a los OS/OM y Agentes en la creación de condiciones a nivel regional que permitan la implementación adecuada de los procesos comerciales del MER bajo la nueva reglamentación, así como verificar la viabilidad de su aplicación.

EJE 3: FORTALECIMIENTO TECNOLÓGICO DEL EOR

xi. Implementar Infraestructura de contingencia para sistemas críticos - SIIM.

Durante los años 2016 y 2017, el EOR adquirió e implementó una infraestructura de hardware y software para garantizar la continuidad de la operación comercial del Mercado Eléctrico Regional ante cualquier falla de los componentes de hardware de la infraestructura principal del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), que afecte su operatividad, ya sea causada por fallas de hardware y otros riesgos como terremotos, incendios, inundaciones, entre otros.

Beneficio

Contar con el equipamiento que permita al EOR asegurar la continuidad de la ejecución de los procesos comerciales del MER ante una falla o indisponibilidad de la plataforma principal. Este equipamiento contribuye, a su vez, a la consolidación y solidez del mercado.

xii. Ampliación del Sistema de medición fasorial sincronizado regional El EOR completó la instalación de PMUs en subestaciones de transmisión

de El Salvador (2), Honduras (4) y Nicaragua (4), los enlaces de comunicación entre los PMU's instalados y el Centro de Control del EOR, así como el desarrollo de la herramienta para el monitoreo de modos de oscilación, con información proveniente de los PMUs, esto último con el apoyo de PNNL.

Beneficio

Con la implementación de este proyecto se fortalecerán las funcionalidades de la infraestructura WAMS desarrollada por el EOR, a través de herramientas en tiempo real que permitan la previsión de inestabilidades en el SER de una forma más rápida y eficaz, ante condiciones que puedan llevar al sistema a colapsos de voltaje, pérdidas de sincronismo de generación y desconexiones de carga.

Con la herramienta de cálculo en tiempo real de los modos de oscilación y factores de amortiguamiento en el SER, se fortalecerá la operación continua y estable del sistema eléctrico, mejorando la alerta situacional del personal del Centro Regional de Coordinación de Transacciones, al proporcionarles información eficiente para la toma de mejores decisiones ante disturbios ocurridos en el SER.

EJE 4: MEJORA A LA OPERACIÓN DEL SER Y EL MER

xiii. Se han remitido a la CRIE **41 propuestas regulatorias para mejora de los procesos técnicos del SER y comercial del MER**, de las cuales 18 han sido incorporadas en la regulación regional.

xiv. Realización de análisis de aspectos relevantes de la planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial, en conjunto con organismos regionales, OS/OM y Agentes del MER.

Beneficio

Con la elaboración de propuestas regulatorias para mejorar los procesos técnicos del SER y comerciales del MER y la participación indicada del EOR en los análisis técnicos en conjunto con los organismos regionales, el EOR contribuye a la consolidación del mercado, permitiendo a su vez que este evolucione a estados más competitivos.

EJE 5: ENFOQUE A CLIENTES Y LAS OTRAS PARTES INTERESADAS

xv. Del total de servicios que el EOR brinda a los clientes del MER, el **64%** presenta una mayor eficiencia, debido a mejoras realizadas por el EOR. Ver detalle en capítulo 4 de este documento.

xvi. Realización de actividades de capacitación a los Agentes del mercado, en temas de las asignaciones de DT (12 talleres entre 2014-2018, 25 reuniones personalizadas con Agentes 2017-2018 y seminario web sobre DT).



Visita de los Embajadores de los países miembros del SICA - 2017

En noviembre de 2018 se llevó a cabo el Seminario Regional “La operación técnica y comercial del Mercado Eléctrico Regional – Actualizaciones y perspectivas futuras”, cuyo objetivo fue brindar a los Agentes del MER una visión general de la gestión que el EOR está llevando a cabo, en el marco de la operación técnica y comercial del MER, así como una actualización de los principales procesos técnicos y comerciales implementados y que iniciaron aplicación a partir de enero 2019. El seminario fue dirigido a Agentes del MER, Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) y contó con la asistencia de invitados de los reguladores nacionales e instituciones de la política energética de cada país de la región.

xvii. Ahorros en el Cargo de Operación del Sistema. Se estima que los costos aproximados de cada una de las 14 asistencias técnicas brindadas al EOR con Cooperación Técnica no reembolsable están en el rango entre **USD50, 000 a USD300,000.**

Beneficios

- Brindar una atención eficiente y de calidad a los clientes del MER y partes interesadas, mediante el desarrollo de mecanismos y estrategias asociadas a la relación y gestión de canales de atención a clientes, así como a la mejora en la calidad y eficiencia de los servicios que brinda el EOR a los diferentes actores del mercado.
- Contribuir a la consolidación del mercado, manteniendo una comunicación efectiva con dichos actores, y con ello, promover la confianza en el MER y en la gestión que realiza el EOR.

EJE 6: FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL

xviii. Traslado de las Oficinas y Centro de Control a nuevas instalaciones

Con el objetivo de superar limitaciones de espacio físico, así como mejorar las condiciones de seguridad física de sus empleados e infraestructura tecnológica mediante la cual se realiza la planificación y operación técnica del SER y la administración del MER, el EOR llevó a cabo el proceso de traslado de sus oficinas y centro de control a nuevas instalaciones ubicadas en la colonia San Benito de la Ciudad de San Salvador, El Salvador. El proceso inició en el año 2016 con el traslado de las oficinas administrativas y la mayoría de procesos técnicos y comerciales. Durante los años 2017 y 2018 se realizaron las adecuaciones en la infraestructura de las instalaciones en San Benito para poder trasladar la sala de control del EOR lo cual se realizó en noviembre de 2018.

xix. Desarrollo del modelo de gestión de riesgos del EOR

Durante el periodo 2016-2018 el EOR desarrolló e implementó el modelo integral de gestión de riesgos institucional que le permita al EOR, identificar y administrar los riesgos de sus funciones y responsabilidades como operador y administrador del MER.



Representantes de los gobiernos de los países de América Central designados para conformar la Junta Directiva EOR - 2018

Asimismo, el modelo de gestión de riesgos se ha integrado al Sistema de Gestión de Calidad que el EOR se encuentra implementando con base en la norma ISO 9001:2015, dado que dicha norma considera el enfoque de administración de los riesgos de la institución.

xx. Desarrollar e implementar un proceso que permita la gestión efectiva del Plan Estratégico

El EOR, con el apoyo de la Iniciativa Regional de Energía Limpia de USAID a través de la firma consultora Tetra Tech, elaboró el Plan Estratégico del EOR para el periodo 2015-2019, que le permite crear las condiciones y estar preparado para afrontar los retos que representa la evolución del MER y, de esa manera, ejercer un rol efectivo en sus funciones y responsabilidades, así como también avanzar en la consecución de su visión de operador de clase mundial.

xxi. Desarrollo e implementación del Código de Buen Gobierno.

El EOR, con el apoyo de la Iniciativa Regional de Energía Limpia de USAID

a través de la firma consultora Tetra Tech, desarrolló el Código de Buen Gobierno de la Junta Directiva del EOR que contiene el esquema de toma de decisiones, marco de actuación, misión, valores, código de ética, direccionamiento estratégico, gestión de la información, gestión de riesgos, gestión del talento humano, atención al cliente, conflictos de interés y sistema de control interno.

Durante el año 2016, el EOR implementó una solución de negocio integral computarizada que le permita al EOR llevar un mejor control y seguimiento de los procesos administrativos, financieros, presupuestos, compras y recursos humanos, para una mejor gestión de los recursos de la institución. Con el propósito de fortalecer el modelo de gobernanza corporativa del EOR a partir del mes de enero 2017, el EOR cuenta con un Reglamento de Organización y Funciones, por medio del cual la Junta Directiva del EOR asigna las atribuciones de gestión administrativa y técnica ordinaria que desempeña la Dirección Ejecutiva, y las respectivas gerencias y coordinaciones de áreas bajo su supervisión. Lo anterior permite robustecer la

delegación y toma de decisiones en cada uno de los ámbitos, dinamizando de esta manera la gestión interna y externa de la institución.

Como resultado del proceso de Realineamiento Estratégico Organizacional que el EOR ha implementado, se identificó la necesidad de contar con una Gerencia de Desarrollo Corporativo como complemento estratégico y de gestión para las áreas de negocio de la institución, logrando con ello un equilibrio organizacional entre lo técnico y lo estratégico, permitiendo focalizar esfuerzos de manera armonizada y en una misma dirección, logrando mayor impacto en la gestión del EOR.

xxii. Implementación del Plan Estratégico de Comunicaciones

*El Plan Estratégico de Comunicación (PEC) – Difusión e Imagen Institucional – se desarrolló y su puesta en marcha formó parte de una estrategia de comunicación planificada y acción clave con el fin de potenciar uno de los objetivos estratégicos trascendentales en el nuevo Plan Estratégico Institucional 2015-2019 de **“Fortalecer la vinculación con los clientes y aliados estratégicos”**. Asimismo, este PEC fue recomendado por la Auditoría Técnica organizada por la CRIE, en donde se recomendó al EOR “mejorar la comunicación con los grupos de interés”, con el fin de mejorar el clima de confianza entre el EOR y los Agentes del MER en coordinación con los OS/OM respectivos, y así promover un mejor desarrollo del MER.*

Beneficio

A partir del desarrollo del PEC, se dio inicio a una serie de mejoras en el ámbito de la comunicación institucional atendiendo los principales problemas de comunicación e imagen identificados en el Plan y con el propósito de romper la barrera de percepción de silencio que nuestros clientes y aliados estratégicos percibían en el EOR.

La implementación del PEC ha permitido, entre otras acciones, contar con una unidad y un responsable de la comunicación e imagen corporativa quien es un gestor en la aplicación de forma planificada de la estrategia de comunicación, en función de los objetivos estratégicos institucionales. Asimismo, el EOR cuenta con una identidad visual institucional renovada



que se respalda en su respectivo “Manual de Imagen Corporativa”. Además, se encuentra en proceso el cambio del portal web, principal canal de comunicación, que irá de acuerdo a la nueva imagen institucional teniendo las principales características de ser más accesible, amigable y moderno para el uso y búsqueda de información de importancia en la coordinación de la operación técnica y comercial del MER.

Posteriormente, se lanzarán nuevos canales de comunicación haciendo uso de las redes sociales como canales innovadores y modernos para la comunicación instantánea con nuestros clientes.

xxiii. Implementación del Sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP)

Mejorar el control y seguimiento de los procesos administrativos, financieros, presupuestos, compras y recursos humanos, para una mejor gestión de los recursos de la institución y atender los requerimientos del regulador regional en cuanto a la gestión del presupuesto del EOR financiado mediante el cargo por servicio de operación.



Equipo Gerencial y Staff de la Alta Dirección del EOR

xxiv. Elaboración y aprobación del Reglamento de Organización y Funciones (ROF) del EOR

Con el propósito de fortalecer el modelo de gobernanza corporativa del EOR, a partir del mes de enero 2017 el EOR cuenta con un Reglamento de Organización y Funciones, por medio del cual la Junta Directiva del EOR asigna las atribuciones de gestión administrativa y técnica ordinaria que desempeña la Dirección Ejecutiva, y las respectivas gerencias y coordinaciones de áreas bajo su supervisión. Lo anterior permite robustecer la delegación y toma de decisiones en cada uno de los ámbitos, dinamizando de esta manera la gestión interna y externa de la institución.

xxv. Realineamiento Estratégico Organizacional

El fortalecimiento institucional del EOR permite robustecer las capacidades del operador regional para asegurar el cumplimiento de las funciones y responsabilidades que le han sido otorgadas por la regulación regional,

contribuyendo de esta manera a la consolidación del mercado, permitiendo a su vez que el mismo evolucione a estados más competitivos como lo requiere el Tratado Marco del MER.

xxvi. Elaboración de propuesta de metodología presupuestaria de largo plazo

Con el apoyo de la cooperación técnica no reembolsable del Departamento de Estado de los Estados Unidos de América, a través de la empresa Deloitte, durante el periodo 2016 y 2017 se completó una propuesta de diseño para el cálculo de un presupuesto quinquenal para el EOR. A partir del diseño final propuesto por Deloitte, el EOR elaboró la propuesta de metodología de planificación presupuestaria quinquenal, la cual ha sido remitida a CRIE para su aprobación.

C. RESUMEN DE MEJORAS Y EFICIENCIA EN EL SERVICIO

Con la entrada en vigencia del RMER+PDC se estructuran tanto los procesos técnicos y comerciales así como también los servicios que el EOR gestiona como parte de sus funciones, los cuales han incrementado y evolucionado, ya sea por cambios o mejoras identificadas o por requerimientos en la regulación; lo que ha impactado en la mejora y calidad del servicio a los clientes del MER. Adicionalmente, el EOR ha trabajado en desarrollar diversos mecanismos que le permitan impulsar y avanzar hacia una cultura con enfoque de atención a los clientes y otras partes interesadas, el cual es un enfoque de carácter estratégico y permanente.

1. ASPECTOS CLAVES QUE HAN IMPACTADO EN LA MEJORA Y EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS A LOS CLIENTES DEL MER.

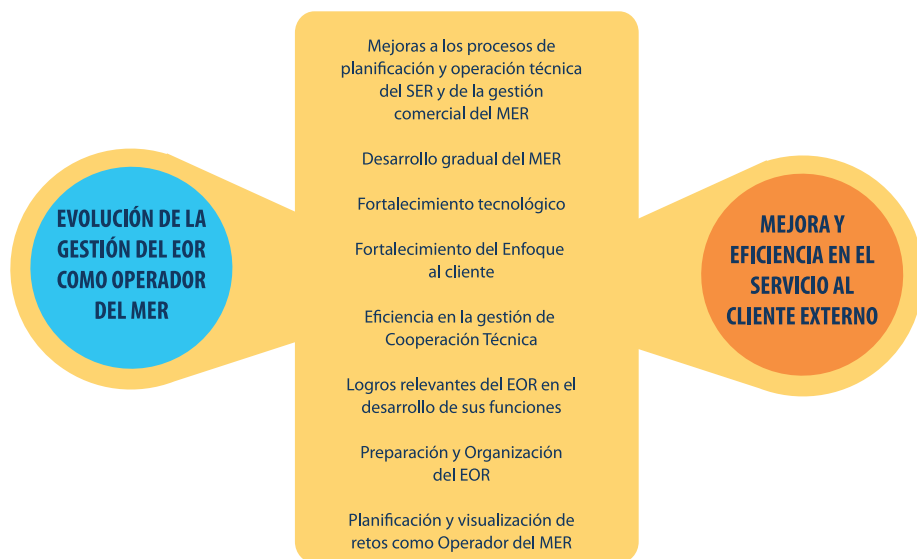
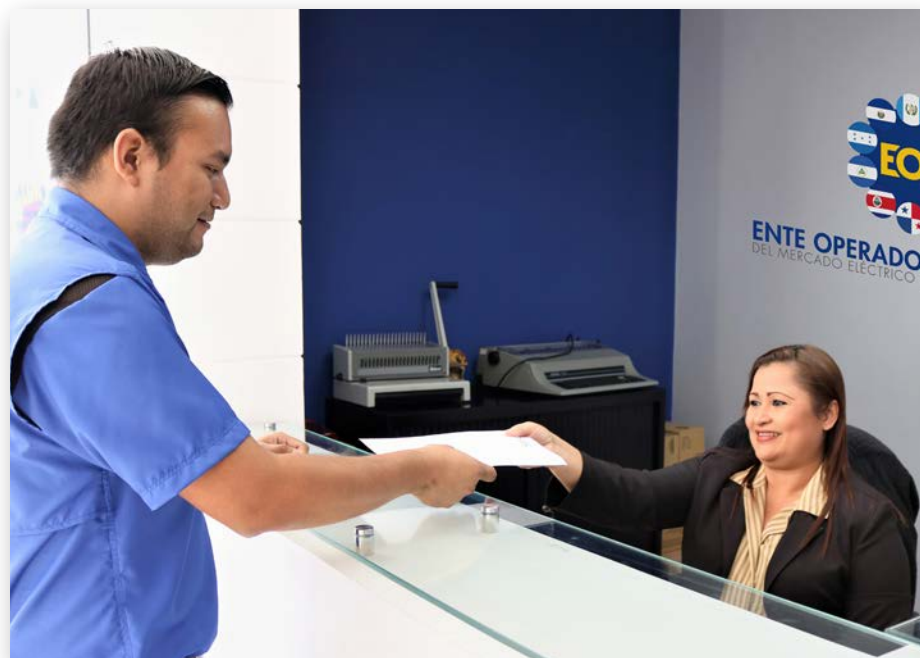


Ilustración 5. Aspectos claves que han impactado en la mejora y eficiencia de los servicios a los clientes del MER

Existe una cantidad amplia (61) de los servicios que el EOR brinda a los clientes del MER, en relación a los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, que mantiene funcionando acorde a la regulación, de los cuales en el periodo que aborda este informe, al menos el **64% presenta una mayor eficiencia, debido a mejoras realizadas a los mismos o nuevos servicios para los clientes del MER, implementados por el EOR.**

Con la implementación de las mejoras o nuevos servicios que el EOR ha puesto a disposición de los clientes del MER ha logrado mayor eficiencia en el servicio de los procesos de planificación y operación técnica del SER y de la gestión comercial del MER. El detalle de las mejoras y nuevos servicios implementados, se presentan en el capítulo 4 de este documento.



2. RESUMEN DE MEJORAS Y NUEVOS SERVICIOS REALIZADOS POR EL EOR

• PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DEL SER

Tabla 2. Planificación y operación del SER

SUBPROCESOS	2014-2018	MEJORA	NUEVO	IMPACTO PARA LOS CLIENTES MER
Planificación del Sistema de Transmisión Regional	Reglas claras y definidas para el acceso a la Base de Datos de Planificación regional.	X		Se ha puesto a disposición de los clientes y otras partes interesadas procedimientos claros y transparentes, que les permiten acceder a la base de datos regional de planificación.
	Establecimiento de alcances diferenciados para estudios técnicos de proyectos según su tamaño y tipo.	X		Con el desarrollo del modelo computacional del SPTR, el EOR cuenta con un sistema de última generación que le permite realizar una planificación de la generación y transmisión a nivel regional, de manera integral y coordina con los organismos nacionales que permitan a los organismos regionales y de los países del MER tener una visión de largo plazo del desarrollo de la infraestructura del Sistema Eléctrico Regional.
	Estudios e informes anuales de planificación con el modelo computacional SPTR.		X	Con la implementación de los estudios comprendidos en el SPTR, el EOR está en la capacidad de proveer señales efectivas a los países, a las Instituciones del MER, a los agentes actuales y a los agentes potenciales de tal manera que éstos tengan mejor información para tomar las decisiones y así lograr un mayor dinamismo y desarrollo del MER en el mediano y largo plazo.

SUBPROCESOS	2014-2018	MEJORA	NUEVO	IMPACTO PARA LOS CLIENTES MER
Operación en Tiempo Real	Automatización de generación de informes: Diario, mensual y anual de la operación del SER, así como de Eventos.	X		Se mejora en la funcionalidad de la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del SER, con el fin de que se mantenga una operación estable y el balance carga/generación en cada área de control de los países de la región , cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia y se limitan las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, así como reducción de los tiempos de restablecimiento del sistema ante contingencias severas.
	Automatización de procesamiento de información en la coordinación de redespachos	X		
	Monitoreo y supervisión con mayor precisión con los PMUs con tiempo de muestreo de 120 por segundo.	X		
	Nuevas herramienta tecnológicas para mejorar la eficacia de la Supervisión y control de los CCSD en Tiempo Real (con cooperación de PNNL)	X		
	Elaboración de guía de restablecimiento del SER ante eventos para mayor eficacia en la coordinación de las maniobras con los OS/OM y seguridad de los agentes.		X	
Seguridad Operativa	Mejoras en los procedimientos de revisión de los programas de mantenimiento semanal y anual	X		Se mejora la sistematización de los procesos para los análisis y estudios eléctricos con los que se determinan las condiciones seguras de operación del SER, así como la precisión para determinar las consecuencias de las contingencias y las medidas para minimizar sus afectaciones, lo que contribuye a generar condiciones seguras y confiables de la operación del SER para su uso en las transacciones de energía tanto nacionales como regionales, por parte de los Agentes de los países de la región.
	Inclusión de registros oscilográficos de relés en los análisis de eventos del SER para mayor exactitud y precisión en la identificación de causas y de las acciones correctivas	X		
	Herramientas para la automatización de los estudios de Seguridad Operativa de corto plazo	X		
	Incremento de la frecuencia del cálculo de las MCTP , de semestral a bimensual.	X		
	Desarrollo de herramientas para automatizar algunos pasos de la metodología de identificación de la RTR.	X		

• GESTIÓN COMERCIAL DEL MER

Tabla 3. Gestión comercial del MER

SUBPROCESOS	2014-2018	MEJORA	IMPACTO PARA LOS CLIENTES MER
Programación de la energía y derechos de transmisión (DT)	Automatización de los procesos de verificación y validación del predespacho y redespacho regional , reduciendo los tiempos de ejecución	X	Con la actualización de herramientas y automatización de los procesos, se mejora la eficiencia en la ejecución del predespacho regional, brindando mayor seguridad a los Agentes sobre el proceso. Con las actividades de capacitación se mejora la atención y la transparencia, relativos a los procesos de asignación de DT, lo que a su vez representa una mejora en la calidad del servicio que brinda el EOR a los agentes del MER.
	Actualización de la herramienta de flujos DC para el balance de predespachos nacionales.	X	
	Actividades de capacitación técnica sobre Subastas de DT (12 Talleres 2014-2018, 25 reuniones personalizadas con agentes del MER 2017-2018 y un seminario WEB sobre DT).	X	
Facturación, liquidación y administración de garantías	Se ha dado atención a requerimientos de Agentes de El Salvador de mejoras en los documentos de cobro y pago que emite el EOR.	X	Atención oportuna y adecuada de las necesidades y requisitos presentados por los Agentes de los países del MER en relación a la emisión de los documentos de cobro y pago de las diferentes transacciones del MER, facilitándoles la gestión financiera de operaciones en el MER. Asimismo, se ha dado atención adecuada a los requerimientos de información del regulador regional, relativos al comportamiento del CGC.
	Mejoras al sistema de facturación para acoplarse a la forma en que se emite la facturación en cada país	X	
	Monitoreo y supervisión con mayor precisión con los PMUs con tiempo de muestreo de 120 por segundo.	X	
	Elaboración de informes relativos a la Cuenta General de Compensación conforme la resolución CRIE-31-2018.	X	

SUBPROCESOS	2014-2018	MEJORA	IMPACTO PARA LOS CLIENTES MER
Conciliación de las transacciones de energía	Homologación de los Sistemas de Supervisión y Control (SCADA) con los Sistemas de Medición (SIMECR) de los países miembros del MER para la verificación de mediciones.	X	Se han desarrollado mecanismos para asegurar la disponibilidad y precisión de la información de medición de las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, para la conciliación de las transacciones por desviaciones en el MER, asegurando a los agentes del MER que el valor a pagar o percibir corresponde estrictamente a los MW efectivamente transados.
	Elaboración de propuestas regulatorias para mejoras en la conciliación de desviaciones en tiempo real.	X	
	Reuniones Comité Técnico y Comercial (CTC) para explicar cambios en la regulación regional relativa a las conciliaciones del MER y la medición comercial regional	X	
	Auditorías periódicas a los Sistemas de Medición Comercial Regional ubicados en los nodos de enlace.	X	
	Desarrollo de mejoras internas para la revisión y validación de las publicaciones de conciliaciones diarias y DTER	X	
Ejecución indicativa de los procesos comerciales bajo el RMER sin PDC	Ejecución de dos periodos indicativos de los procesos comerciales , para verificar los resultados de la aplicación del RMER sin PDC conforme los cambios regulatorios establecidos por CRIE en la RES-CRIE-6-2017	X	Mejora el conocimiento y la preparación de los diferentes actores del mercado para la aplicación de las nuevas normativas establecidas por el regulador regional, para los procesos comerciales del MER, y a la vez permite contar con resultados indicativos de su aplicación, previo a su implementación oficial.
	Realización de Subastas de DT indicativas para validar los resultados de cambios regulatorios establecidos por CRIE	X	

• GESTIÓN DEL SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN Y TECNOLOGÍA

Tabla 4. Gestión del suministro de la información y tecnología

SUBPROCESOS	2014-2018	MEJORA	NUEVO	IMPACTO PARA LOS CLIENTES MER
Sistemas especializados (SIIM, SPTR)	Modernización de componentes de la plataforma tecnológica del SIIM con tiempos más rápidos de respuesta	X		Disponer de la plataforma tecnológica necesaria para la ejecución continua de los procesos técnicos y comerciales del SER y el MER , lo que permite brindar los servicios del EOR sin interrupciones para uso y beneficio de los diferentes actores del MER.
	Automatización del intercambio de información con la base datos del SIIM para garantizar la consistencia de información y disminuir los tiempos de publicación de los procesos comerciales en la base de datos remota para clientes externos.	X		
	Implementación de entornos de contingencias de los sistemas especializados SIIM, SPTR y ERP (NAV) para asegurar la continuidad de los procesos ante fallas en los entornos principales.	X		
	El mantenimiento del código fuente y resolución de incidencias del SIIM deja de ser subcontratado con INDRA y es asumido con personal propio representando un ahorro anual de 200 k\$ para el MER.	X		
Sistemas especializados de Tiempo Real	Implementación de interfaces amigables para la extracción de datos históricos de los PMUs	X		Mejora a la supervisión de la operación en tiempo real del SER, y de la capacidad para hacer frente a estados de operación en emergencia en la RTR, así como disponer de información técnica más precisa para los análisis de eventos, manteniendo la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, para su uso en las transacciones de energía tanto nacionales como regionales, por parte de los Agentes de los países de la región.
	Ampliación del sistema de medición fasorial sincronizado regional mediante la instalación de PMUs en Honduras y Nicaragua	X		
	Implementación de nuevos módulos para el Sistema de supervisión de desvíos en Tiempo Real (Método Trapezoidal)	X		
	Modernización de los equipos de telefonía para una comunicación estable, eficaz y óptima de las diferentes gerencias y coordinaciones del EOR en el desarrollo de sus funciones.	X		

SUBPROCESOS	2014-2018	MEJORA	NUEVO	IMPACTO PARA LOS CLIENTES MER
Sistemas de Redes y Telecomunicaciones	Implementación de un nuevo sistema de grabación de Voz para respaldo de las comunicaciones telefónicas de la institución		X	Asegurar el suministro de información para los diferentes actores del mercado. Asimismo, los clientes del EOR disponen de los medios de contacto y comunicación con el EOR, para la atención a sus necesidades y requerimientos.
	Reestructuración de la Red Corporativa EOR con equipos de alto desempeño para mayor velocidad de transferencia de información	X		
	Actualización del Sistema de videoconferencia del EOR con nuevas opciones de conexión con clientes externos y que no cuentan con salas o equipos de videoconferencias.	X		
SISTEMAS CORPORATIVOS	Implementación de un sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP)		X	Mejorar el control y seguimiento de los procesos administrativos, financieros, presupuestos, compras y recursos humanos, para una mejor gestión de los recursos de la institución y atender los requerimientos del regulador regional en cuanto a la gestión del presupuesto del EOR financiado mediante el cargo por servicio de operación.

D. COOPERACIÓN TÉCNICA

En los últimos cinco años el EOR, como resultado de la gestión que viene haciendo en el tema de cooperación técnica no reembolsable, se ha visto beneficiado con el incremento de asistencias técnicas especializadas que han fortalecido los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, y que han representado un valioso aporte a la gestión del MER en 2 vías:

1. Han fortalecido y logrado mayor eficiencia en los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, a través del desarrollo de herramientas tecnológicas complementarias a los sistemas especializados del EOR, de procedimientos y estudios técnicos, los cuales han sido desarrollados por consultores altamente expertos en estos temas, entre ellos, el Pacific Northwest National Laboratory.

Asimismo, se **ha fortalecido la gestión corporativa y estratégica**, a través del desarrollo de mecanismos de gobernanza corporativa y planeación estratégica con su realineamiento institucional, que han contribuido a crear condiciones institucionales acordes a la dinámica de evolución del EOR en el marco de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

2. Ahorros en el Cargo de Operación del Sistema. Se estima que los costos aproximados de cada una de las 14 asistencias técnicas brindadas al EOR en el periodo, para la mejora de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, están en el rango entre **USD 50,000 a USD 300,000**; no obstante, dichos costos no han sido trasladados al cargo, por ser cooperación técnica no reembolsable.

A continuación, se presenta un gráfico de la evolución de la cooperación técnica:



Ilustración 6. Evolución de la cooperación técnica al EOR

A continuación, se indican los organismos de cooperación con temas de interés para el EOR y con quienes ha venido trabajando estrechamente.

NO.	NOMBRE DEL COOPERANTE
Cooperantes con asistencias técnicas al EOR	
1	
2	
3	
4	
Cooperantes en relaciones con el EOR, para identificar cooperación	
5	
6	
7	
8	Otros cooperantes potenciales a contactar (JICA, UE, AECID, OLADE, Embajadas, otros interesados)

Ilustración 7. Principales organismos de cooperación con quienes el EOR ha venido trabajando

Como se menciona en este informe, es de interés del EOR continuar y fortalecer la gestión de la cooperación internacional, aprovechando oportunidades de cooperación no reembolsable y así apalancar proyectos técnicos y procesos de gestión estratégica del EOR; con los cuales se fortalece la operación técnica y comercial del MER y, por consiguiente, se mejora la eficiencia en el servicio que el EOR ofrece a los clientes del MER.



E. PRINCIPALES RETOS

Los retos institucionales del EOR para responder a las demandas del MER en el corto, mediano y largo plazo, están enfocados en cuatro grandes ejes estratégicos:

i. Fortalecimiento de la gestión de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER

- Implementar los procesos comerciales bajo lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), sin el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC).
- Implementación de obras resultantes de los estudios de Planificación como lo son ampliaciones a la RTR, cambios regulatorios necesarios para la implementación efectiva de dichas ampliaciones.
- Fortalecer la Operación Técnica y Comercial en el marco de la Transformación Energética / Energías Renovables Variables –ERV.
- Contar con la infraestructura física, principal y de respaldo, adecuada

para asegurar la continuidad de los procesos del MER – Nueva Sede y Centro de Control.

- Implementar la supervisión continua de cálculos y coordinación de los ajustes de los principales esquemas de protección de la RTR y el SER.
- Continuar las acciones para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER.
- Incrementar la frecuencia del cálculo de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP).
- Homologar el SIMECR con SCADA
- Contratos Regionales con plazos mayores a un año

ii. Fortalecimiento tecnológico

- Reposición del Sistema SCADA/EMS regional, el cual ha alcanzado el final de su vida útil, que permita contar con una herramienta actualizada con funcionalidades de última generación para afrontar los retos que la supervisión de la operación de tiempo real del SER demanda.

- Implementar un optimizador más robusto para los modelos del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), con los que se realizan los procesos comerciales de Predespacho, Posdeshpacho y Subastas de Derechos de Transmisión.
- Mantener altos estándares de funcionalidad y seguridad de los servicios, mediante la actualización y renovación de componentes de la plataforma tecnológica que aseguren la funcionalidad de los diferentes procesos que lleva a cabo la institución.
- Fortalecimiento del Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional, para realizar el cálculo en tiempo real de los modos de oscilación y amortiguamientos, así como la integración de más PMUs de los países de la región.
- Ampliación de la automatización de procesos técnicos y comerciales para evitar riesgos con el procesamiento manual de información, generación de informes, integración de herramientas y desarrollos internos.

iii. Gestión con clientes y otras partes interesadas

- Desarrollo de mecanismos y estrategias asociadas a la relación y gestión de canales de atención a clientes, entrega de servicios, publicación, transparencia y suministro de información y a la medición y evaluación de la satisfacción.
- Establecer mecanismos efectivos que permitan mejorar las relaciones del EOR con las demás instituciones regionales y otros aliados estratégicos.
- Desarrollar e implementar mecanismos de mejora del intercambio de información entre el EOR y los OS/OM.

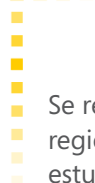
iv. Fortalecimiento a la gestión estratégica y corporativa

- Implementar en el corto y mediano plazo los planes de acción del Código de Buen Gobierno del EOR que permitan disponer de un marco de actualización de dirección, supervisión y operación de las funciones encomendadas al EOR.
- Elaborar el Plan Estratégico del EOR 2020-2024, con el análisis estratégico correspondiente, formulando o reafirmando la visión estratégica y el establecimiento de los objetivos, metas e indicadores estratégicos.

- Implementar una metodología de planificación presupuestaria de mediano plazo que permitirá la elaboración, administración, control y liquidación del presupuesto anual del EOR, con base en un Plan de Inversión Quinquenal.
- Contar con certificación bajo la norma ISO 9001:2015 de procesos claves, agregando valor a la gestión y calidad de los servicios que brinda el EOR.
- Trasladar la institución a una ubicación definitiva de las oficinas y Centro de Control principal del EOR, conforme a las recomendaciones de un estudio de factibilidad y el correspondiente Plan de Inversiones.

F. ASPECTOS RELEVANTES A TOMAR EN CUENTA

1. En el periodo del 2014 al 2018 la gestión del EOR ha dado respuesta a las demandas del MER, implementando el ciclo de mejora continua de sus procesos centrales de la planificación y operación del SER y de la gestión comercial del MER, así como de los procesos estratégicos y de gestión, convirtiéndose en un ente operador de alto nivel, con excelencia en la atención a los clientes del MER y otras partes interesadas, con altos indicadores técnicos de disponibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación y administración del MER.
2. En relación a la evolución de la gestión del EOR, en el marco de la planificación y operación del SER y de la gestión comercial del MER en los últimos 5 años (2014-2018), es importante resaltar el rol y el impacto que el EOR, en el cumplimiento de sus funciones, representa para el desarrollo del MER; ya que es una institución regional que está directamente vinculada a los clientes del MER, lo que le permite la identificación de aspectos relevantes y viables para la mejora de los procesos técnicos y comerciales, los cuales gestiona ante el regulador, a través de propuestas regulatorias; lo anterior, muestra el rol determinante del EOR en el desarrollo gradual del MER.
3. Las mejoras en la eficiencia de los servicios que el EOR brindó a los clientes externos, durante el periodo 2014-2018, han sido impulsadas estratégicamente desde la alta dirección hasta los procesos centrales operativos de la organización.



Se reportan avances en los procesos de planificación del sistema de transmisión regional con el establecimiento de una plataforma completa para generar los estudios indicativos de largo plazo de la expansión de la generación y la transmisión y estimular de esta forma el desarrollo de proyectos de gran escala en los países.

4. En la operación del SER se cuenta con procesos en permanente automatización, personal técnico especializado y con mayor experiencia en la coordinación con los OS/OM.

5. En la gestión comercial también se implementan guías y procedimientos para ordenar los procesos, se automatizan actividades generándose mayor eficiencia y eficacia en los servicios a los clientes externos y se desarrollan talleres y eventos novedosos para capacitar y desarrollar las habilidades de los clientes agentes y OS/OM.

6. Por último, en materia de gestión de la información los procesos, se fortalecen siendo auto sostenibles en su ejecución con la experiencia del personal y la adquisición de tecnologías avanzadas para asegurar la seguridad y la disponibilidad de la información de los usuarios internos y externos del EOR, mejorando la resiliencia de la organización ante eventos severos.

7. Los principales logros del EOR, durante los últimos cinco años, se consideran a partir del cumplimiento de sus funciones y responsabilidades establecidas en el Tratado Marco del MER, así como en la regulación regional, realizando esfuerzos significativos que le han permitido avanzar en los objetivos y metas propuestas, con énfasis en los procesos técnicos y comerciales que contribuyen al desarrollo gradual del MER.

Estos logros se presentan tanto en la planificación y operación técnica del SER y de la gestión comercial del MER, así como también en la gestión estratégica corporativa. Las herramientas informáticas para servicios especializados y las herramientas tecnológicas de la información para asegurar el servicio de la supervisión de la coordinación de la operación del SER con los OS/OM se han continuado fortaleciendo, nuevas plataformas de servicios de planificación se han generado y en materia de gestión corporativa se continua fortaleciendo el esquema de gobernanza organizacional en línea con la visión estratégica de la

organización a través de reglamentos, códigos, políticas y con la adquisición de herramientas de gestión automatizadas.

8. El EOR, como institución regional responsable de la planificación y operación técnica del SER y de la gestión comercial del MER, ha fortalecido la relación y gestión de cooperación técnica con diferentes organismos internacionales que contemplan en sus líneas de cooperación temas vinculados al MER, y de esa manera aprovechar oportunidades de asistencia técnica no reembolsable y así apalancar proyectos técnicos y procesos de gestión estratégica del EOR, con los cuales se fortalece la operación técnica y comercial del MER, y que no se impacte el cargo por servicio de operación del sistema, lo que representa un ahorro económico elevado para el MER y con ello a los habitantes de América Central.

9. Los retos institucionales del EOR para responder a las demandas del MER en el corto, mediano y largo plazo, están enfocados en: implementar efectivamente la planificación del Sistema Eléctrico Regional (implementación de obras resultantes de los estudios, ampliaciones RTR, cambios regulatorios necesarios para la implementación efectiva de dichas ampliaciones); impulsar la transformación y cultura digital en la organización; contar con una infraestructura física, principal y de respaldo adecuada, para asegurar la continuidad de los procesos técnicos y comerciales del MER (Nueva Sede y Centro de Control Regional); disponer de una plataforma tecnológica innovadora y actualizada para los procesos que ejecuta el EOR; fortalecer la cultura de atención y servicio al cliente, orientando comportamiento, compromiso, calidad y excelencia en la provisión de nuestros servicios; mejorar las relaciones del EOR con los demás organismos regionales y otros aliados estratégicos mediante mecanismos efectivos; potenciar el Talento Humano y bienestar organizacional; y fortalecer la autonomía de la gestión financiera del EOR.

Alcanzar estas metas que serán establecidas en la próxima planificación estratégica 2020-2024 representará para el EOR, y consecuentemente para el MER, un salto de valor estratégico, contribuyendo en avanzar a la visión propuesta de ser un operador de clase mundial.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO 3.

EVOLUCIÓN DE LA GESTIÓN DEL EOR
EN EL MARCO DE LA OPERACIÓN TÉCNICA
Y COMERCIAL DEL MER, EN
LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS.



EVOLUCIÓN DE LA GESTIÓN DEL EOR EN LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS EN EL MARCO DEL DESARROLLO GRADUAL DEL MER.

El EOR ha venido evolucionado gradualmente en el marco de la operación técnica y comercial del MER, contribuyendo significativamente al desarrollo gradual del Mercado Eléctrico Regional, el cual en los últimos años ha reflejado una dinámica de crecimiento y adaptación de las nuevas reglas del mercado establecidas a partir de la entrada en vigencia del RMER con el PDC. Lo anterior ha representado para el EOR un periodo de retos importantes en dos sentidos: por un lado, la preparación, ajustes y entrada de nuevos procesos técnicos y comerciales, así como nuevos servicios para los clientes del MER acordes a las nuevas reglas establecidas, así como también la identificación y propuestas de regulación que mejoren la eficiencia o solucionen situaciones presentadas en los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

Por otra parte, es importante mencionar el papel fundamental que han representado las Auditorías Técnicas al EOR por parte del Regulador Regional, cuyas recomendaciones han sido relevantes para impulsar la evolución del EOR. También, han impactado en el desarrollo gradual del MER.

En este contexto, es importante recalcar el rol y el impacto que el EOR, en el marco de sus funciones, representa para la evolución de los procesos técnicos y comerciales del MER; ya que es una institución regional que está directamente vinculada a los clientes del MER, por lo que identifica aspectos relevantes y viables para la mejora de los procesos técnicos y comerciales, los cuales gestiona a través de propuestas regulatorias lo que hace que el rol del EOR sea determinante en el desarrollo gradual del MER.

A. ROL DEL EOR EN EL DESARROLLO GRADUAL DEL MER, A TRAVÉS DE PROPUESTAS REGULATORIAS A LA CRIE.

El EOR dirige y coordina la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realiza la gestión comercial del Mercado Eléctrico Regional, en ese sentido el EOR es el organismo regional que continuamente se encuentra en interacción directa con la evolución y resultados del MER.

El EOR cumple un rol importante en la evolución del mercado ya que es el responsable de informar a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), a través de los Informes de Regulación Ordinarios y Extraordinarios, sobre los problemas detectados durante la administración y operación del MER y además propone soluciones a los mismos, incluyendo ajustes o modificaciones a la regulación regional.

Asimismo, el EOR informa a la CRIE cuando se presentan cambios o situaciones imprevistas en el MER que requieren un análisis inmediato por parte del regulador regional.

En el marco del Informe de Regulación, el EOR identifica distorsiones y otros problemas que afecten la administración y operación eficiente del mercado y con base en su análisis propone mejoras a los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, incluyendo recomendaciones de modificaciones regulatorias si lo considera necesario, así como propuestas de procedimientos operativos para ser aprobados por la CRIE.

Bajo la dinámica expuesta, el EOR tiene la importante labor de someter a consideración de la CRIE las propuestas de procedimientos operativos y ajustes o modificaciones regulatorias que identifique necesarios para una administración y operación eficiente del mercado, permitiendo a su vez que el MER evolucione a estados más competitivos y que además contribuya al desarrollo sostenible de la región.

A continuación, se muestra el listado de las propuestas regulatorias que el EOR ha presentado a la CRIE, hasta octubre 2018, para la mejora de los procesos de planificación y operación técnica del SER, así como de la gestión comercial del MER.



Tabla 5. Propuestas regulatorias que el EOR ha presentado a la CRIE

DOCUMENTO	FECHA DE EMISIÓN	TEMA DE PROPUESTA REGULATORIA
IRMER-O-01-2013 (Jun-nov-2013)	29-abr-14	"Ampliación del plazo establecido en el artículo 2.5.3 inc. d) del libro II RMER, respecto a la publicación de las conciliaciones definitivas".
IRMER-O-01-2013 (Jun-nov-2013)	29-abr-14	"Ampliación del plazo para la verificación de fondos y liquidación de las transacciones comerciales y cargos regionales del MER".
IRMER-O-01-2013 (Jun-nov-2013)	29-abr-14	"Solicitud de disposición regulatoria para que el OS/OM sea el único responsable de la constitución de garantías por desviaciones en tiempo real, con respaldo en la garantía de sus agentes."
IRMER-O-01-2013 (Jun-nov-2013)	29-abr-14	"Normativa para incluir la inyección programada de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), en el proceso del Posdespacho".
IRMER-E-01-2014	11-ago-14	"Distribución del Cargo Variable de Transmisión CVTn de las líneas de interconexión entre áreas de control"
IRMER-E-02-2014	15-dic-14	"Distribución del Ingreso por Venta de Derechos de Transmisión (IVDT) y del Cargo Variable de Transmisión Neto (CVTn) aplicable a las líneas de interconexión entre áreas de control".
IRMER-O-02-2014	7-may-15	CPS 1, criterio adicional para medir el desempeño de la regulación secundaria de frecuencia.
IRMER-O-01-2015	6-oct-15	Reconfiguración de Derechos de Transmisión existentes.
IRMER-O-01-2015	6-oct-15	"Inclusión y actualización de criterios para la regulación primaria de frecuencia de los generadores".
IRMER-O-01-2015	6-oct-15	Recomendaciones contenidas en el Numeral 3.3.5 <i>"identificación de inconvenientes, distorsiones y otros problemas..."</i>: a) Presentación de solicitudes para la compra de Derechos Firmes (DF): • Que la modalidad de presentar la solicitud de DF y su documentación en físico en la sede del EOR, página 2, sea sustituido mediante un proceso de carga automático por medio del sitio web del EOR.

DOCUMENTO	FECHA DE EMISIÓN	TEMA DE PROPUESTA REGULATORIA
IRMER-O-01-2015	6-oct-15	b) Prueba de Factibilidad Simultánea (PFS) <i>i.</i> Potencia asignada a dos o más solicitudes de Derechos Firms (DF) con iguales nodos de inyección y retiro. • se propone la utilización del Mecanismo de Asignación de la Potencia Adjudicada Proporcional (ver Anexo 6.10) y de la correspondiente valorización de los DF. <i>ii.</i> Asignación de potencia de los Derechos Firms en el orden de los kilowatts (kW) • Que se establezca en la normativa regional un mínimo de potencia a asignar en el proceso de compra de DT <i>iii.</i> Evaluación por cada sub-periodo mensual en la asignación de Derechos Firms anuales. • Incluir en la regulación regional lo siguiente “el monto total anual de la oferta económica para la compra de derechos de transmisión anual, será dividido...” <i>iv.</i> Pago en cuotas de los Derechos Firms. • Que el Agente titular de un DF anual realice los pagos en los plazos en los que tiene asignada potencia en su DF. <i>v.</i> Anulación DF • Que ante el no pago de un DF adjudicado, se realice un segundo proceso de asignación sin considerar los derechos no pagados para lograr la factibilidad; requiriendo adicionalmente revisar los plazos de la conciliación y facturación. c) Evaluación de la metodología de fijación de precios regulados y factor de promoción • Implementar el mecanismo de subastas establecido en el RMER con las adecuaciones que se identifiquen necesarias. d) Información para la proyección de precios nodales. • Incluir en la regulación regional lo siguiente “En los casos que un nodo de la RTR no tenga información histórica en un mes en particular, se utilizará el precio nodal promedio mensual del nodo que posea precio histórico y que esté vinculado a través del elemento con la menor impedancia”.



DOCUMENTO	FECHA DE EMISIÓN	TEMA DE PROPUESTA REGULATORIA
IRMER-O-01-2015	6-oct-15	e) Registro o autorización o certificación de la Energía del Contrato. • Modificar el literal b), del numeral 3.2.7 del “Procedimiento para la Aplicación de Contratos Regionales con Prioridad de Suministro y Derechos Firmes”, de la Resolución No. CRIE-P-26-2014 de la manera siguiente: ... f) Cambios en las Capacidades de Transmisión • Implementar la reconfiguración de DT, establecida en el capítulo 8 del libro III del RMER, con las adecuaciones respectivas. (Ver propuesta de ajuste regulatorio que se presenta en el apartado 3.5 del presente Informe de Regulación).
IRMER-O-01-2015	6-oct-15	Numeral 3.3.6, Recomendaciones y solicitud de modificar la regulación regional: ...Adicionalmente, se recomienda que sea revisado lo siguiente: a) El mecanismo de valoración de los precios de venta de los Derechos Firmes. b) La metodología de la remuneración de la transmisión de manera integral considerando la venta de Derechos Firmes y la operatividad de los Contratos. c) La metodología de determinación de la Renta de Congestión. d) Se establezca un mecanismo que permita mejorar la operatividad de los Contratos en el despacho de energía regional.
IRMER-E-01-2015	25- mayo – 2015	Propuesta de ajuste regulatorio a la Resolución CRIE-P-26-2014. “Asignación de IVDT y CVTn por kilómetro de línea.”
IRMER-E-01-2015	25- mayo – 2015	Propuesta de ajuste regulatorio a la Resolución CRIE-P-26-2014. “Conveniencia de implementación de la normativa establecida en el RMER en relación a las subastas....”
IRMER-E-02-2015	27-03-2015	Propuesta de ajuste regulatorio de los objetivos de Calidad del Servicio de Transmisión que establece el numeral 6.2.1, Libro III del RMER.
IRMER-E-03-2015	23-sep-15	Ajustes a la Regulación regional para normar la generación con energía renovable variable.

DOCUMENTO	FECHA DE EMISIÓN	TEMA DE PROPUESTA REGULATORIA
IRMER-E-04-2015	13-nov-15	Determinación de ausencia de precios nodales ex-ante en los casos donde no hay transacciones de energía Programadas en el Mercado Eléctrico Regional (MER).
IRMER-O-02-15	19-05-2016	Numeral 3.1.6, solicitud de modificación de la regulación regional: <i>i.</i> Derogar el numeral D4.1.2 del Anexo 1 del Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes, de la Resolución CRIE-46-2015, para evitar la contradicción con el inciso v, literal c), numeral 8.2.8, del libro III, RMER, cuando entre en vigencia la aplicación de los Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP). <i>ii.</i> Incluir las unidades de medida (recomendadas en el anexo 6.3 adjunto) de las variables y parámetros definidos en el numeral D1.1.2 del Anexo 1 del Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos Firmes de la Resolución CRIE-46-2015.
IRMER-E-01-2016	10-ago-16	"Mejoras al trámite de solicitudes de conexión a la RTR".
	19-oct-16	Propuesta de ajuste regulatoria para adicionar un causal de Redespacho a la Regulación Regional (PDC).
	21-dic-16	Propuesta Regulatoria para la implementación de los Procesos Comerciales del MER bajo el RMER.
IRMER-O-02-2016	7-abr-17	Propuesta de modificación al RMER para el tratamiento del Contrato No Firme Físico Flexible y sus ofertas de flexibilidad y de pago máximo de CVT asociadas.
IRMER-E-01-2017	22-mar-17	"Requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólicas y fotovoltaicas en el Sistema Eléctrico Regional".
IRMER-E-02-2017	6-nov-17	"Determinación del precio promedio ponderado expost ante la existencia de precios exante menor que cero en el Predespacho Regional".
IRMER-E-03-2017	18-dic-17	"Propuesta regulatoria para la programación de transacciones comerciales en el MER en condiciones de islas eléctricas"



DOCUMENTO	FECHA DE EMISIÓN	TEMA DE PROPUESTA REGULATORIA
IRMER-O-01-2017	10-oct-17	Incluir en la regulación regional, que cuando un nodo para un año específico deja de pertenecer a la RTR y haya un DT asignado en dicho nodo, se continuará aplicando lo establecido en el "Procedimiento de aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión", hasta el vencimiento de vigencia del DF asignado.
IRMER-O-02-2017	30-abr-18	"Incluir explícitamente algunos parámetros para la programación de los contratos en el MER en la Regulación Regional". (FOENS)
IRMER-O-02-2017	30-abr-18	Numeral 3.5.2 ... Se recomienda a la CRIE: a) Compilar la regulación regional vigente en un solo documento normativo, que identifique la correspondencia que existe entre los numerales /secciones/ Libros/ Anexos, del RMER y Resoluciones con las modificaciones, adiciones, suspensiones y/o derogaciones realizadas a los mismos, y que dicho documento esté a disposición de todos los participantes del MER. b) Que las resoluciones publicadas por la CRIE en su sitio WEB, sean consignados en documentos que faciliten su reproducción o copia a otro tipo de formato editable.
IRMER-E-01-2018	1-ago-18	"Propuesta regulatoria Clasificación y Conciliación de Desviaciones a los intercambios de energía programados entre áreas de control con base a los estados operativos del SER, margen de desviación permitido y criterios de desempeño de regulación de frecuencia CPS1 horario, CPS2 horario y DCS".
IRMER-E-02-2018	4-abr-18	"Propuesta de ajuste regulatorio a la Resolución CRIE-31-2018 (Cuenta General de Compensación).
IRMER-E-03-2018	2-oct-18	"Metodología de Planificación Presupuestaria Quinquenal del EOR".
IRMER-O-01-2018	2-oct-18	"Mejoras a la transparencia de asignación de Derechos de Transmisión".

B. EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS TÉCNICOS Y COMERCIALES DEL MER

B.1. Implementación del Sistema de Planificación de la Transmisión y la Generación Regional (SPTR)

EL EOR, como parte de su responsabilidad de implementar gradualmente el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), con el apoyo de la empresa PSR Soluções e Consultoria em Energia LTDA, durante los años 2015 y 2016, desarrolló la plataforma tecnológica del modelo de planificación de la transmisión, mediante la cual se llevan a cabo los estudios de planificación de mediano y largo plazo que establece el RMER. Estos estudios son:

a) Planificación a Largo Plazo de la Expansión. Identificar las ampliaciones de la RTR que maximicen el Beneficio Social de los Agentes que inyectan y retiran, mejoren la confiabilidad a nivel regional y signifiquen el aumento de la competencia en el MER (Horizonte 10 años).

b) Diagnóstico a Mediano Plazo de la Red de Transmisión Regional (RTR).

(i) Revisar la capacidad de la RTR para transportar los flujos asociados a los escenarios previsibles de la generación y de demanda; (ii) Desarrollar las recomendaciones para un programa de ampliaciones menores y modificaciones de la topología de la RTR para mantener o mejorar su nivel de confiabilidad y calidad que permitan cumplir con los CCSD definidos en el Numeral 16.2; (iii) Identificar adecuaciones de los sistemas de protección y control; (iv) Analizar la necesidad del cambio de equipos asociados a la RTR por otros de mayor capacidad. El Diagnóstico de Mediano Plazo se realizará con un horizonte de cinco (5) años.

c) Evaluación de las Ampliaciones a Riesgo en la RTR. propuestas por Iniciadores, de acuerdo a las instrucciones que imparta en cada caso la CRIE; y

d) Definición y actualización de las instalaciones que conforman la RTR.

Como parte de la implementación del SPTR, el EOR estableció mecanismos de coordinación con los operadores de mercado, agentes transmisores y au-

toridades nacionales encargadas de la planificación de la red en cada uno de los países miembros del MER, para el intercambio de información que permitiría la conformación y continua actualización de la base de datos de planificación para el desarrollo de los estudios de planificación de mediano y de largo plazo, los cuales se desarrollan con el modelo computacional denominado SPTR.

Es importante mencionar que para la implementación del SPTR, el EOR se reforzó con el recurso humano necesario que le permitiera llevar a cabo las diferentes tareas de planificación establecidas en la regulación regional.

En el contexto del desarrollo de los estudios de planificación regional, en el año 2018 la CRIE suministró la información correspondiente que establece el RMER, relacionada con la Tasa de Descuento Regional, el Costo de la Energía No Suministrada y la metodología de cálculo del excedente del consumidor.

En el 2018, habiendo actualizado la base de datos regional y contando con la información suministrada por la CRIE, el EOR mediante el modelo computacional del SPTR desarrolló el Estudio de Diagnóstico de Mediano Plazo de la RTR para el período 2019-2023 y el Estudio de Planificación de largo plazo de la generación y transmisión regional, correspondiente al período 2019-2028.

Los informes respectivos, conforme a lo establecido en el Capítulo 10 del Libro III del RMER, fueron presentados a la CRIE, para someter a aprobación las ampliaciones de transmisión recomendadas en dichos informes, las cuales demuestran incrementar el beneficio social a nivel regional.

B.2. Solicitudes de Conexión a la Red de Transmisión Regional (RTR)

Con la implementación del RMER y el PDC se incrementó significativamente la cantidad de solicitudes de conexión a la RTR de nuevas instalaciones, las cuales conforme se establece en el libro III del RMER, deben presentar los estudios técnicos que demuestren que la conexión cumple con las normas técnicas y criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en el RMER.

El EOR es el encargado de poner a disposición la base de datos regional que el solicitante debe utilizar para la elaboración de los estudios técnicos en mención,

para lo cual el EOR preparó en coordinación con la CRIE un procedimiento que establece los plazos de respuesta para la coordinación de las premisas técnicas con los OS/OM y entrega de la base de datos regional.

Actualmente, conforme a la regulación vigente, el EOR establece alcances diferenciados de los estudios técnicos, dependiendo el tipo y tamaño del proyecto que requiere conexión a la RTR. La definición de requerimientos de estudios diferenciados para los proyectos fue incorporada al RMER a partir de una propuesta regulatoria presentada por el EOR.

Asimismo, una vez las solicitudes de conexión con sus respectivos estudios técnicos son presentadas ante la CRIE, para su aprobación, y esta encomienda al EOR la realización del análisis técnico de la Solicitud, en el cual se evalúan los estudios técnicos presentados e informa a la CRIE y al solicitante de las conclusiones, así como de los eventuales cambios o adecuaciones que este último deberá realizar para que las nuevas instalaciones cumplan con las normas establecidas en el RMER. A continuación, se muestra:

a) La cantidad de solicitudes anuales de la base de datos regional y premisas técnicas para los estudios técnicos de solicitudes de conexión a la RTR que han sido atendidas por el EOR:

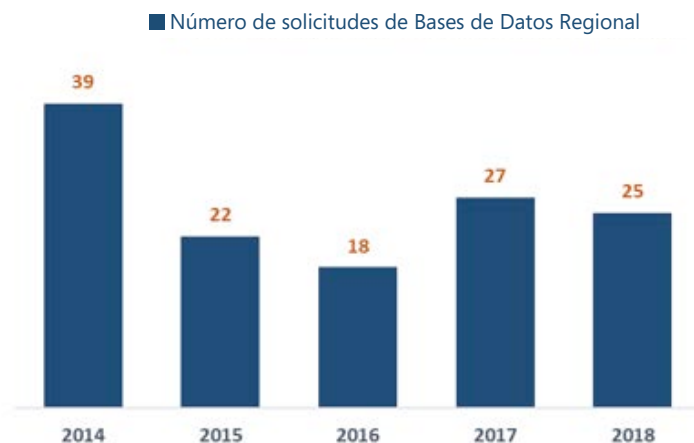


Tabla 6. Número de solicitudes de bases de datos regional

b) La cantidad de solicitudes de conexión para las cuales el EOR ha realizado revisiones de los estudios técnicos de solicitudes de conexión a la RTR:



Tabla 7. Número de solicitudes de conexión a RTR

B.3 Implementación del RMER+PDC

En mayo de 2013 finalizó la aplicación del Reglamento Transitorio y a partir del 1 de junio de 2013 inició la operación del MER bajo el RMER y el Procedimiento de Detalle Complementario, el cual contiene reglas complementarias para operar el MER, considerando limitaciones físicas y técnicas en los Sistemas de Medición Comerciales de los países de la región, lo cual representó para los Agentes una nueva forma de hacer negocios en el mercado con nuevas reglas respecto de lo acostumbrado en ese momento con el RTMER.

Los servicios que se implementaron con la aplicación del RMER+PDC incluyen la Programación de Transacciones diarias del Mercado de Oportunidad Regional (MOR) y del Mercado de Contratos Regional (MCR), específicamente en los Contratos no firmes, las conciliaciones de transacciones diarias, tanto programadas como por desviaciones en tiempo real, la remuneración de la transmisión, la conciliación mensual de transacciones, cargos del MER y la facturación y liquidación mensual de las transacciones, así como la administración de garantías financieras.



Para la implementación del RMER, durante el periodo de enero a mayo 2013, el EOR en coordinación con los OS/OM llevó a cabo una etapa de transición, mediante la cual de manera simultánea se ejecutaron los procesos comerciales bajo RTMER de manera oficial y RMER +PDC de manera indicativa, con el objeto de brindar a los diferentes actores del mercado un espacio según se describe a continuación:

- a) **Agentes y OS/OM.** Un espacio para familiarizarse con los procesos comerciales del MER considerando la nueva reglamentación, así como las nuevas herramientas puestas a disposición por el EOR para el intercambio de información de mercado.
- b) **OS/OM y Reguladores nacionales.** Desarrollo de interfaces entre los mercados nacionales y el MER tanto a nivel técnico como regulatorio, de manera que la aplicación del RMER+PDC se realizara de manera armónica con los mercados nacionales.
- c) **OS/OM y EOR.** Sintonización de la Base de Datos Regional para la aplicación del RMER + el PDC, así como la identificación de ajustes a sus respectivos sistemas informáticos que se requerían para compatibilizarlos.
- d) **CRIE.** Necesidades de ajustes a la regulación del MER.

Adicionalmente, el EOR elaboró y ha puesto en su sitio web, a disposición de Agentes y OS/OM, un conjunto de guías y procedimientos para la ejecución de los diferentes procesos comerciales, tales como:

- i. La guía de autorización para realizar transacciones en el MER
- ii. La guía para constituir, incrementar, disminuir y solicitar la devolución de garantías, para respaldar obligaciones de pago en el MER.
- iii. Conformación de la base de datos comercial en el Sistema Integrado de Información del MER (SIIM).

Asimismo, el EOR ha puesto a disposición de los diferentes actores del MER mecanismos de atención a consultas y solicitudes relacionadas con el intercambio de información diaria para los procesos comerciales y la actualización de la base de datos regional, las cuales son atendidas por el personal del EOR encargado de los diferentes procesos técnicos y comerciales.

A continuación, se muestran las estadísticas de evolución del MER al 31 de diciembre 2018.

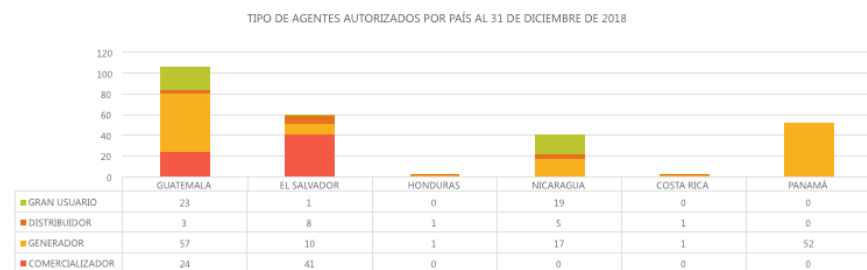


Tabla 8. Agentes autorizados a realizar transacciones en el MER

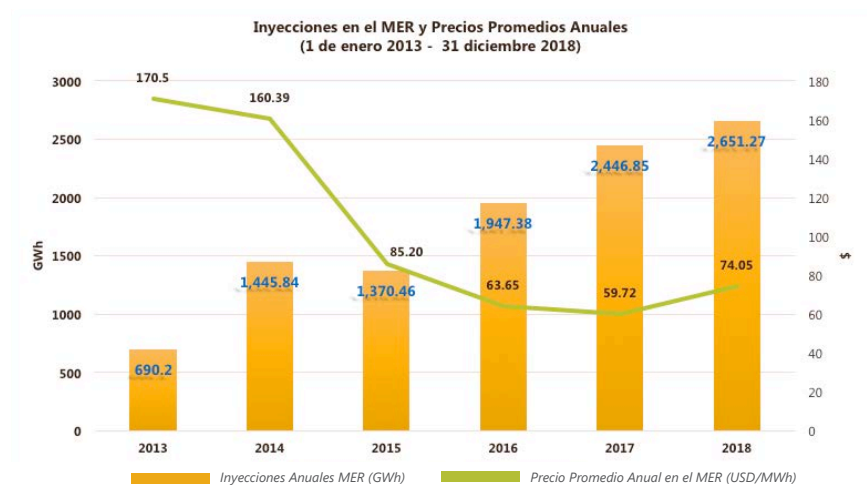


Tabla 9. Inyecciones en el MER y precio promedio anuales

Histórico de Inyecciones Diarias en el MER (1 junio 2013 - 31 agosto 2018)

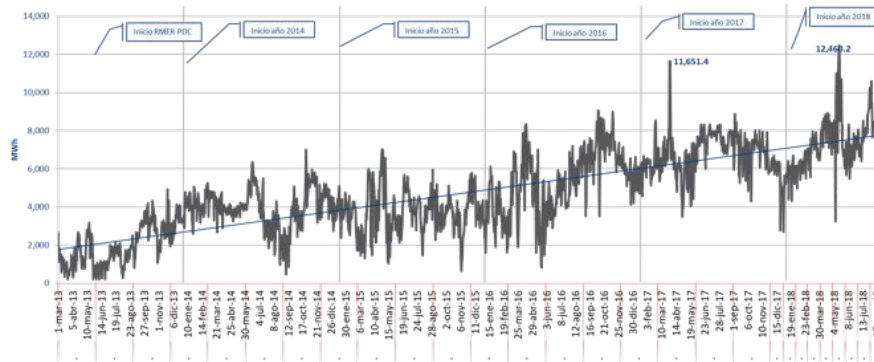


Tabla 10. Histórico de inyecciones diarias en el MER

Comparativo diario de Inyecciones años 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018

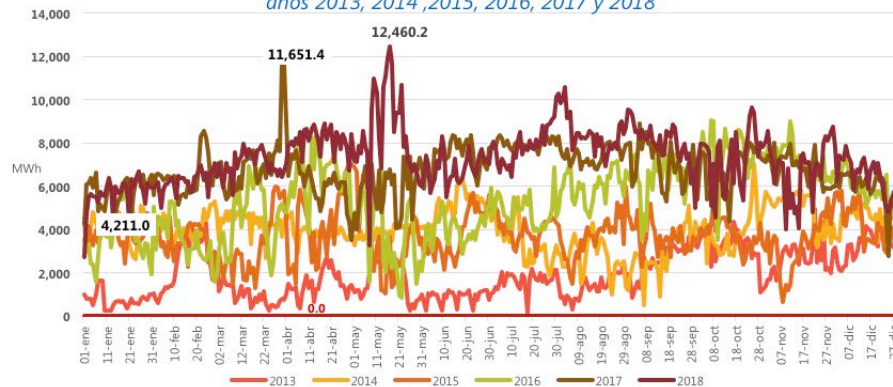


Tabla 11. Comparativo diario de inyecciones

B.4 Implementación de los Contratos con Prioridad de Suministro, Contratos Firmes y los Derechos de Transmisión.

Los Contratos con Prioridad de Suministro (CRPS) se implementaron a partir de enero de 2015 conforme a la resolución CRIE-24-2015, la cual requirió que, en diciembre de 2015, el EOR realizara la primera Asignación de Derechos Firmes de Transmisión, con periodicidad mensual y Anual.

El EOR, en coordinación con la CRIE, en noviembre de 2014 llevó a cabo un primer taller regional para dar a conocer a los diferentes actores del MER la reglamentación relacionada con los DT y los CRPS, así como los requisitos, mecanismos y herramientas a utilizar para poder participar de las Asignaciones de DT y la forma de operar de los CRPS.

Adicionalmente, el EOR elaboró y ha puesto en su sitio web a disposición de Agentes y OS/OM, espacios para la publicación de información necesaria para la participación en las asignaciones DT, tales como:

1. El Calendario de las Asignaciones de Derechos Firmes mensuales y anuales
2. Herramienta de consulta de precios mínimos para participar
3. Derechos Firmes existentes
4. Nodos de la RTR en los que se pueden solicitar DF
5. Capacidades de transmisión disponibles para DFs
6. Guía de Garantías para DFs

En el 2015, los CRPS pasaron a ser Contratos Firmes, conforme la resolución CRIE-46-2015, y dada la relevancia de este tema para el MER, el EOR cada año ha realizado actividades para dar a conocer a los Agentes y público en general su funcionamiento y la forma de participar.

Los eventos que ha realizado el EOR son los siguientes:

- i. Taller sobre Operatividad de Contratos Firmes – enero 2014 – El Salvador.
- ii. Taller sobre Derechos Firmes – septiembre 2014 – Guatemala.
- iii. Participación en Taller Regional de Derechos de Transmisión – noviembre 2014 – Panamá.
- iv. Taller sobre Derechos Firmes – enero 2015 – El Salvador.

- v. Taller sobre Derechos Firms – marzo 2015 – Honduras.
- vi. Taller sobre Derechos Firms – mayo 2015 – Nicaragua.
- vii. Taller Regional sobre Derechos Firms – septiembre 2015 – El Salvador.
- viii. Taller Regional sobre el Mecanismo de Asignación de Derechos Firms – 26 de abril 2016 – Guatemala.
- ix. Taller sobre Derechos Firms de Transmisión – 25 de agosto 2016 – El Salvador.
- x. Taller sobre Derechos Firms de Transmisión – 23 de junio 2016 – Costa Rica.
- xi. Taller sobre Derechos Firms de Transmisión – 24 de junio 2016 – Panamá.
- xii. Taller Regional Modificaciones a los procesos comerciales del MER y los Derechos de Transmisión – 25 de mayo 2017 – Panamá.
- xiii. 25 Reuniones Personalizadas con Agentes del MER desarrolladas en el año 2017 y 2018, para explicarles el proceso de asignaciones de derechos de transmisión.
- xiv. Webinar Abierto sobre Derechos de Transmisión del MER – mayo 2018.





ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO

MEJORAS EN LA EFICIENCIA DE LOS
SERVICIOS QUE EL EOR BRINDA
A LOS CLIENTES DEL MER

4.



MEJORAS EN LA EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS A LOS CLIENTES DEL MER.

El EOR es el organismo regional creado para que, en el marco de sus funciones, preste un servicio eficiente en la operación del Sistema Eléctrico Regional y la administración del Mercado Eléctrico Regional, donde participan diferentes actores relevantes del sector eléctrico en la región y que día a día interactúan con el EOR para realizar sus funciones encomendadas. Es decir, el EOR debe disponer de mecanismos adecuados que le permitan una coordinación efectiva con los diferentes actores del MER, así como también contar mecanismos adecuados para la gestión de procesos técnicos y comerciales de los cuales se derivan servicios para participantes en el MER.

Lo anterior se complementa con la entrada en vigencia del RMER+PDC, se estructuran tanto los procesos técnicos y comerciales así como también los tipos de productos y servicios que el EOR gestiona como parte de sus funciones, los cuales han venido evolucionando. Por un lado, por cambios o requerimientos en la regulación; y, por otro, con el fin de mejorar los procesos técnicos y comerciales, por ende, la calidad en los servicios que de estos procesos resultan.

En consecuencia, el EOR ha venido trabajando en desarrollar diversos mecanismos que le permitan impulsar y avanzar hacia una cultura con enfoque de atención a clientes y partes interesadas, el cual es un enfoque de carácter estratégico y permanente, que tiene como objetivo mejorar la eficiencia en los servicios que se brindan y por ende incrementar la percepción del cliente en cuanto a la calidad de los servicios del EOR.

A continuación, se presenta el Mapa de Clientes y partes interesadas, con las que el EOR interactúa para la realización de sus funciones y prestación de servicios enmarcados en la regulación regional vigente.

A. MAPA DE CLIENTES Y OTRAS PARTES INTERESADAS

Tabla 12. Mapa de clientes y otras partes interesadas

CLIENTES	PROPÓSITOS
- Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM) - Agentes autorizados para realizar transacciones en el MER	OS/OM: Coordinación e intercambio de información para la operación del Sistema Eléctrico Regional y Administración del Mercado Eléctrico Regional. Agentes del MER: Gestión comercial de la compra y venta de energía entre agentes, operación y despacho regional de energía, suministro de información, los procesos de evolución del Mercado.
OTRAS PARTES INTERESADAS	PROPÓSITOS
- CRIE - CDMER - Agentes potenciales del MER	CRIE: Provisión de información y documentación relevante para la gestión del MER, tanto por requerimiento del regulador, como también propuestas regulatorias para mejoras en el MER. Instituciones Regionales: Mantener una adecuada y abierta coordinación interinstitucional para lograr los objetivos y fines establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos..

• Inversionistas del sector eléctrico • SICA • Entidades de cooperación • Consultores • Instituciones públicas del sector eléctrico • Asociaciones del sector eléctrico • Instituciones financieras	Agentes potenciales del MER: Agentes de los mercados nacionales que tienen interés en participar en el MER. Inversionistas: Gestionar todo lo relacionado al acceso a la Red de Transmisión Regional, planificación de la transmisión. Otras Partes Interesadas: Formar y mantener fuertes relaciones con los aliados permite al EOR crecer a nivel operacional, institucional y estratégicamente en el MER, beneficiándose en materia de conocimientos en las últimas tendencias del sector eléctrico, asistencia técnica para el desarrollo de proyectos importantes para el MER y solidez y credibilidad en su ámbito de actuación.
---	--

Por tanto, en función de lo establecido en la regulación regional, a continuación, se presentan los tipos de servicios que el EOR gestiona, así como su **evolución en cuanto a mejorar la eficiencia** en la entrega de estos servicios a los diferentes participantes en el MER.



Equipo de la Gerencia de Desarrollo Corporativo (GDC)

B. SERVICIOS QUE EL EOR PRESTA AL CLIENTE DEL MER

Tabla 13. Servicios que el EOR presta al cliente del MER

Proceso Servicio	Planificación del Sistema Eléctrico Regional	Seguridad Operativa		Tiempo Real
Servicios de la Gestión Técnica y Operativa	1. Acceso a la Base de Datos Regional para la conexión de nuevos proyectos a la RTR 2. Uso de la Base de Datos Regional (Convenios de confidencialidad) 3. Evaluación de los estudios técnicos de nuevas solicitudes de conexión a la RTR 4. Suministrar el informe Anual de Planificación indicativa de Largo Plazo 5. Suministrar el informe Anual de Diagnóstico de Mediano Plazo 6. Informe de Planeamiento Operativo de mediano plazo del SER	7. Identificación de la RTR anual 8. Programa Semanal de Mantenimientos a la RTR 9. Programa Anual de Mantenimientos a la RTR 10. Suministro de informes de eventos en el SER 11. Actualización de las Capacidades de Máximas Transferencias de Potencia 12. Estudios de Seguridad Operativa de corto plazo para el buen funcionamiento del SER 13. Informes mensuales y anuales de la operación del SER 14. Validaciones eléctricas del predespacho regional para la asignación de Derechos de Transmisión.		15. Informe diario de la operación en tiempo real del SER 16. Informe preliminar de eventos en el SER 17. Supervisión y control de los CCSD de la Red en Tiempo Real 18. Maniobras de restablecimiento ante contingencias, estado de alerta y emergencias en la operación en tiempo real del SER 19. Coordinación de Redespachos 20. Coordinación de Mantenimientos y Maniobras Programadas

Proceso Servicio	Programación de Transacciones de Energía	Conciliación de las Transacciones de Energía	Facturación, Liquidación y Garantías del MER	Derechos de Transmisión
Servicios de la Gestión Comercial	1. Predespacho Regional del MER 2. Ajustes al Predespacho Regional 3. Redespacho Regional del MER 4. Balance de Predespachos nacionales 5. Posdespacho Regional del MER 6. Mantenimiento Base de Datos del SIIM 7. Informes de las Transacciones Regionales	8. Conciliación de Transacciones Diarias y Mensuales 9. Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real 10. Ajustes a las Conciliaciones de Transacciones 11. Documento de Transacciones conómicas Regionales (DTER) 12. Revisión de Conciliaciones y errores en los documentos de cobro y pago 13. Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR) 14. Autorización de Agentes en el MER 15. Cambio de información del contacto administrativo de los Agentes del MER 16. Bases de Datos de Agentes autorizados en el MER 17. Posdespacho Regional	18. Liquidación de las transacciones en el MER 19. Administración de Garantías para respaldar las obligaciones del MER 20. Facturación de las obligaciones de pago conforme el DTER	21. Asignación de Derechos Firms 22. Registro de Contratos Firms 23. Recolección de pagos y liquidación de Derechos Firms 24. Garantías asociadas a los Derechos Firms 25. Facturación de Derechos Firms

Proceso Servicio	Sistemas del SIIM	Sistemas en Tiempo Real	Telecomunicaciones y Redes Corporativas
Servicios de la Gestión de Información y Tecnología	1. Mantenimiento y desarrollo de los sistemas y bases de datos operativa y comercial a la cual acceden clientes externos 2. Administración y mantenimiento plataforma tecnológica del SIIM 3. Infraestructura tecnológica del SIIM y portal web 4. Soporte tecnológico corporativo	5. Sistema de Control y Supervisión en Tiempo Real – SCADA 6. Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional – SMFSR 7. Sistema de supervisión de desvíos en Tiempo Real – SSDTR 8. Sistema de Administración de Energía 9. Soporte del servicio de consolas remotas del SCADA regional 10. Mantenimiento del portal web	11. Telecomunicaciones y enlaces dedicados 12. Telefonía y sistemas de grabación de voz 13. Redes y servidores 14. Videoconferencia 15. Seguridad Tecnológica de los equipos y conectividad 16. Servicio de internet y correo electrónico

C. EVOLUCIÓN Y MEJORAS EN LA EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS A LOS CLIENTE DEL MER

1. RESUMEN DE MEJORAS

• PLANIFICACIÓN Y OPERACIÓN DEL SER

Tabla 14. Mejoras en la planificación y operación del SER

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Nuevo	Impacto para los clientes del MER
Planificación del Sistema de Transmisión Regional	Reglas claras y definidas para el acceso a la Base de Datos de Planificación regional.	X		Se ha puesto a disposición de los clientes y otras partes interesadas procedimientos claros y transparentes, que les permiten acceder a la base de datos regional de planificación. Con el desarrollo del modelo computacional del SPTR, el EOR cuenta con un sistema de última generación que le permite realizar una planificación de la generación y transmisión a nivel regional, de manera integral y coordina con los organismos nacionales que permitan a los organismos regionales y de los países del MER tener una visión de largo plazo del desarrollo de la infraestructura del Sistema Eléctrico Regional. Con la implementación de los estudios comprendidos en el SPTR, el EOR está en la capacidad de proveer señales efectivas a los países, a las Instituciones del MER, a los agentes actuales y a los agentes potenciales de tal manera que éstos tengan mejor información para tomar las decisiones y así lograr un mayor dinamismo y desarrollo del MER en el mediano y largo plazo.
	Establecimiento de alcances diferenciados para estudios técnicos de proyectos según su tamaño y tipo.	X		
	Estudios e informes anuales de planificación con el modelo computacional SPTR.		X	



Equipo de la Gerencia de Planificación y Operación (GPO)

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Nuevo	Impacto para los clientes del MER
Operación en Tiempo Real	Automatización de generación de informes: Diario, mensual y anual de la operación del SER, así como de Eventos.	X		Se mejora en la funcionalidad de la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del SER, con el fin de que se mantenga una operación estable y el balance carga/generación en cada área de control de los países de la región , cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia y se limitan las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, así como reducción de los tiempos de restablecimiento del sistema ante contingencias severas.
	Automatización de procesamiento de información en la coordinación de redespatchos.	X		
	Monitoreo y supervisión con mayor precisión con los PMUs con tiempo de muestreo de 120 por segundo.	X		
	Nuevas herramientas tecnológicas para mejorar la eficacia de la Supervisión y control de los CCSD en Tiempo Real (con cooperación de PNNL)	X		
	Elaboración de guía de restablecimiento del SER ante eventos para mayor eficacia en la coordinación de las maniobras con los OS/OM y seguridad de los agentes.		X	

Seguridad Operativa Seguridad Operativa	Mejoras en los procedimientos de revisión de los programas de mantenimiento semanal y anual	X		Se mejora la sistematización de los procesos para los análisis y estudios eléctricos con los que se determinan las condiciones seguras de operación del SER, así como la precisión para determinar las consecuencias de las contingencias y las medidas para minimizar sus afectaciones, lo que contribuye a generar condiciones seguras y confiables de la operación del SER para su uso en las transacciones de energía tanto nacionales como regionales, por parte de los Agentes de los países de la región.
	Inclusión de registros oscilográficos de relés en los análisis de eventos del SER para mayor exactitud y precisión en la identificación de causas y de las acciones correctivas	X		
	Herramientas para la automatización de los estudios de Seguridad Operativa de corto plazo	X		
	Incremento de la frecuencia del cálculo de las MCTP , de semestral a bimensual.	X		
	Desarrollo de herramientas para automatizar algunos pasos de la metodología de identificación de la RTR.	X		

• GESTIÓN COMERCIAL DEL MER

Tabla 15. Mejoras en la gestión comercial del MER

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Impacto para los clientes del MER
Programación de la energía y derechos de transmisión (DT)	Automatización de los procesos de verificación y validación del predespacho y redespacho regional , reduciendo los tiempos de ejecución	X	Con la actualización de herramientas y automatización de los procesos, se mejora la eficiencia en la ejecución del predespacho regional, brindando mayor seguridad a los Agentes sobre el proceso. Con las actividades de capacitación se mejora la atención y la transparencia , relativos a los procesos de asignación de DT, lo que a su vez representa una mejora en la calidad del servicio que brinda el EOR a los agentes del MER.
	Actualización de la herramienta de flujos DC para el balance de predespachos nacionales	X	
	Actividades de capacitación técnica sobre Subastas de DT (12 Talleres 2014-2018, 25 reuniones personalizadas con agentes del MER 2017-2018 y un seminario WEB sobre DT).	X	
Facturación, liquidación y administración de garantías	Se ha dado atención a requerimientos de Agentes de El Salvador de mejoras en los documentos de cobro y pago que emite el EOR.	X	Atención oportuna y adecuada de las necesidades y requisitos presentados por los Agentes de los países del MER en relación a la emisión de los documentos de cobro y pago de las diferentes transacciones del MER, facilitándoles la gestión financiera de operaciones en el MER. Asimismo, se ha dado atención adecuada a los requerimientos de información del regulador regional , relativos al comportamiento del CGC.
	Mejoras al sistema de facturación para acoplarse a la forma en que se emite la facturación en cada país	X	
	Monitoreo y supervisión con mayor precisión con los PMUs con tiempo de muestreo de 120 por segundo.	X	
	Elaboración de informes relativos a la Cuenta General de Compensación conforme la resolución CRIE-31-2018.	X	

Conciliación de las transacciones de energía	Homologación de los Sistemas de Supervisión y Control (SCADA) con los Sistemas de Medición (SIMECR) de los países miembros del MER para la verificación de mediciones.	X	Se han desarrollado mecanismos para asegurar la disponibilidad y precisión de la información de medición de las inyecciones y retiros en los nodos de la RTR y los intercambios de energía en los enlaces entre áreas de control, para la conciliación de las transacciones por desviaciones en el MER, asegurando a los agentes del MER que valor a pagar o percibir, corresponde estrictamente a los MW efectivamente transados.
	Elaboración de propuestas regulatorias para mejoras en la conciliación de desviaciones en tiempo real.	X	
	Reuniones Comité Técnico y Comercial (CTC) para explicar cambios en la regulación regional relativa a las conciliaciones del MER y la medición comercial regional	X	
	Auditorías periódicas a los Sistemas de Medición Comercial Regional ubicados en los nodos de enlace.	X	
	Desarrollo de mejoras internas para la revisión y validación de las publicaciones de conciliaciones diarias y DTER.	X	



Equipo de la Gerencia de Transacciones de Energía (GTE)

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Impacto para los clientes del MER
Ejecución indicativa de los procesos comerciales bajo el RMER sin PDC	Ejecución de dos periodos indicativos de los procesos comerciales , para verificar los resultados de la aplicación del RMER sin PDC conforme los cambios regulatorios establecidos por CRIE en la RES-CRIE-6-2017	X	Mejora el conocimiento y la preparación de los diferentes actores del mercado para la aplicación de las nuevas normativas establecidas por el regulador regional, para los procesos comerciales del MER, y a la vez permite contar con resultados indicativos de su aplicación, previo a su implementación oficial
	Realización de Subastas de DT indicativas para validar los resultados de cambios regulatorios establecidos por CRIE	X	

• GESTIÓN DEL SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN Y TECNOLOGÍA

Tabla 16. Mejoras en la gestión del suministro de la información y tecnología

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Nuevo	Impacto para los clientes del MER
Sistemas especializados (SIIM, SPTR)	Modernización de componentes de la plataforma tecnológica del SIIM con tiempos más rápidos de respuesta	X		Disponer de la plataforma tecnológica necesaria para la ejecución continua de los procesos técnicos y comerciales del SER y el MER , lo que permite brindar los servicios del EOR sin interrupciones para uso y beneficio de los diferentes actores del MER.
	Automatización del intercambio de información con la base de datos del SIIM para garantizar la consistencia de información y disminuir los tiempos de publicación de los procesos comerciales en la base de datos remota para clientes externos.	X		
	Implementación de entornos de contingencias de los sistemas especializados SIIM, SPTR y ERP (NAV) para asegurar la continuidad de los procesos ante fallas en los entornos principales.	X		
	El mantenimiento del código fuente y resolución de incidencias del SIIM deja de ser subcontratado con INDRA y es asumido con personal propio representando un ahorro anual de 200 k\$ para el MER.	X		
Sistemas especializados de Tiempo Real	Implementación de interfaces amigables para la extracción de datos históricos de los PMUs	X		Mejora a la supervisión de la operación en tiempo real del SER, y la capacidad para hacer frente a estados de operación en emergencia en la RTR, así como disponer de información técnica más precisa para los análisis de eventos, manteniendo la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, para su uso en las transacciones de energía tanto nacionales como regionales, por parte de los Agentes de los países de la región.
	Ampliación del sistema de medición fasorial sincronizado regional mediante la instalación de PMUs en Honduras y Nicaragua	X		
	Implementación de nuevos módulos para el Sistema de supervisión de desvíos en Tiempo Real (Método Trapezoidal)	X		

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Nuevo	Impacto para los clientes del MER
Sistemas especializados (SIIM, SPTR)	Modernización de componentes de la plataforma tecnológica del SIIM con tiempos más rápidos de respuesta	X		Disponer de la plataforma tecnológica necesaria para la ejecución continua de los procesos técnicos y comerciales del SER y el MER , lo que permite brindar los servicios del EOR sin interrupciones para uso y beneficio de los diferentes actores del MER.
	Automatización del intercambio de información con la base de datos del SIIM para garantizar la consistencia de información y disminuir los tiempos de publicación de los procesos comerciales en la base de datos remota para clientes externos.	X		
	Implementación de entornos de contingencias de los sistemas especializados SIIM, SPTR y ERP (NAV) para asegurar la continuidad de los procesos ante fallas en los entornos principales.	X		
	El mantenimiento del código fuente y resolución de incidencias del SIIM deja de ser subcontratado con INDRA y es asumido con personal propio representando un ahorro anual de 200 k\$ para el MER.	X		
Sistemas especializados de Tiempo Real	Implementación de interfaces amigables para la extracción de datos históricos de los PMUs	X		Mejora a la supervisión de la operación en tiempo real del SER, y la capacidad para hacer frente a estados de operación en emergencia en la RTR, así como disponer de información técnica más precisa para los análisis de eventos, manteniendo la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, para su uso en las transacciones de energía tanto nacionales como regionales, por parte de los Agentes de los países de la región.
	Ampliación del sistema de medición fasorial sincronizado regional mediante la instalación de PMUs en Honduras y Nicaragua	X		
	Implementación de nuevos módulos para el Sistema de supervisión de desvíos en Tiempo Real (Método Trapezoidal)	X		
Sistemas de Redes y Telecomunicaciones	Modernización de los equipos de telefonía para una comunicación estable, eficaz y óptima de las diferentes gerencias y coordinaciones del EOR en el desarrollo de sus funciones.	X		Asegurar el suministro de información para los diferentes actores del mercado. Asimismo, los clientes del EOR, disponen de los medios de contacto y comunicación con el EOR , para la atención a sus necesidades y requerimientos.
	Implementación de un nuevo sistema de grabación de Voz para respaldo de las comunicaciones telefónicas de la institución		X	
	Reestructuración de la Red Corporativa EOR con equipos de alto desempeño para mayor velocidad de transferencia de información	X		
	Actualización del Sistema de videoconferencia del EOR con nuevas opciones de conexión con clientes externos y que no cuentan con salas o equipos de videoconferencias.	X		

Subprocesos	2014-2018	Mejora	Nuevo	Impacto para los clientes del MER
SISTEMAS CORPORATIVOS	Implementación de un sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP)		x	Mejorar control y seguimiento de los procesos administrativos, financieros, presupuestos, compras y recursos humanos, para una mejor gestión de los recursos de la institución y atender los requerimientos del regulador regional en cuanto a la gestión del presupuesto del EOR financiado mediante el cargo por servicio de operación.

2. DETALLE DE LAS MEJORAS EN LA EFICIENCIA DE LOS SERVICIOS AL CLIENTE DEL MER

• SERVICIOS DE PLANIFICACIÓN DEL SER Y OPERACIÓN DEL MER

Tabla 17. Servicios de planificación del Sistema Eléctrico Regional

SERVICIOS DE LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Acceso a la Base de Datos Regional para la conexión de nuevos proyectos a la RTR de acuerdo a los términos de los convenios en confidencialidad	Se carecía de un procedimiento regulado para la entrega de la base de datos regional a los agentes que realizan estudios de conexión y faltaba regular los tiempos del proceso de gestión de la base de datos y premisas técnicas. Hoy los plazos de respuesta están definidos en la normativa a través de un procedimiento que fue elaborado en coordinación con el regulador regional.
Evaluación de los estudios técnicos de nuevas solicitudes de conexión a la RTR	Conforme a lo establecido en la regulación, se establecían los mismos alcances para los estudios técnicos de acceso a la RTR, sin diferenciar el tamaño y tipo de proyecto. Todo lo anterior, prolongaba los tiempos de ejecución de los estudios técnicos de parte de los agentes, e introducía complejidades y alcances innecesarios a los mismos. Actualmente, conforme a la regulación vigente, el EOR establece alcances diferenciados de los estudios técnicos, dependiendo el tipo y tamaño del proyecto que requiere conexión a la RTR. La definición de requerimientos de estudios diferenciados para los proyectos, fueron incorporados al RMER a partir de una propuesta regulatoria presentada por el EOR.
Suministrar el informe Anual de Planificación indicativa de Largo Plazo y el informe Anual de Diagnóstico de Mediano Plazo	Estos procesos no se realizaban en 2014, debido a que no se contaba con el modelo computacional que establece el RMER. Además, la CRIE no contaba aún con la información que debe suministrar al EOR, conforme se establece en el Capítulo 10 del Libro III del RMER. A partir de diciembre de 2016 el EOR cuenta con el modelo computacional SPTR, y en 2018 la CRIE suministró la información que establece el RMER, con lo cual el EOR desarrolla los estudios de planificación de largo plazo de la generación y transmisión regional, y el Diagnóstico de mediano plazo de la RTR.
Estudio e Informe de Planeamiento Operativo de mediano plazo del SER	El primer estudio fue realizado en 2014 y publicado en enero 2015, y su contenido se enmarca en lo establecido en el Capítulo 4 del Libro II el RMER.

Tabla 18. Servicios de la operación en tiempo real.

SERVICIOS DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Informe diario de la operación en tiempo real del SER	Se disponía de bitácora en EXCEL y se copiaba a Word en forma manual. Actualmente se cuenta con una aplicación que en forma automática genera el informe diario utilizando bases de datos relacionales. Se ha mejorado calidad e imagen del informe.
Informe preliminar de eventos en el SER	Para los informes preliminares de eventos del SCADA se obtenían los datos y se elaboraban manualmente las gráficas convirtiendo formatos. Actualmente se hace con un alto grado de automatismo de consulta de datos, mediante la aplicación en PI que extrae en forma automática los datos del histórico de SCADA y de la misma forma automática elabora el reporte, definiendo los tiempos del evento por el Operador de Tiempo Real, lo revisa y en caso de incongruencias lo corrige. Esto ha reducido el número de errores e inconsistencia en la información.
Supervisión y control de los CCSD de la Red en Tiempo Real	Se monitoreaban los parámetros del SER por medio de aplicaciones con la frecuencia limitada por el SCADA, se carecía de evaluación de voltaje y control claro de las desviaciones ni márgenes de reserva de regulación. En la actualidad se tienen instalados PMU's con tiempo de 60 muestras por segundo, lo que es más preciso ante eventos del SER. Además de identificación de modos de oscilación, se ha completado la información que permite supervisar los márgenes de reserva de regulación.
Maniobras de restablecimiento ante contingencias, estado de alerta y emergencias en la operación en tiempo real del SER	Anteriormente se dependía únicamente del SCADA y no existía un procedimiento oficial que respaldara las maniobras de restablecimiento. En la actualidad se ha elaborado un diagrama unifilar detallado de las líneas de 230 kV. Hoy se realiza el monitoreo permanente de la frecuencia del SER por medio de la aplicación de PI. A manera de prueba se dispone del software de wanprotector como respaldo de monitoreo de los PMU's. También se cuenta con una guía de restablecimiento que sirve de base para las coordinaciones de maniobras entre el EOR y los OS/OM.
Coordinación de Redespachos	Se elaboraban manualmente, paso a paso, utilizando plantillas de Excel y consumía mucho tiempo para la publicación, lo cual creaba incertidumbre e inseguridad en los resultados. Mediante automatismos se han condensado todos aquellos pasos que dentro sus procesamientos redundaban en rutinas que inducían a errores, desde la recepción, balanceo y publicación. Esto se resume de un resultado de mayor calidad y seguridad.



Tabla 19. Servicios de la seguridad operativa del SER

SERVICIOS DE LA SEGURIDAD OPERATIVA DEL SER	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Informe anual de Identificación de la RTR	Con base en la metodología descrita en RMER y simulaciones PSSE, en coordinación con los OS/OM, a la fecha se cuenta con mejoras en el proceso mediante herramientas de automatización para los pasos 1, 2 y 3, minimizando errores en la identificación de dicha red.
Programa Semanal y programa anual de Mantenimientos a la RTR	Procedimientos descritos en el RMER se han mejorado en la revisión y aprobación de solicitudes de mantenimiento no programados que ponían en riesgo la operación, modificaciones al Plan Anual de Mantenimientos con antelación de 15 días hábiles.
Suministro de informes de eventos en el SER	Se utiliza el mismo procedimiento según el RMER y se ha incluido el análisis de los registros oscilográficos de los relés que actuaron o no actuaron proporcionados por los Agentes Transmisores, y el uso de nuevas herramientas informáticas de análisis de datos PMU proporcionados por el mismo EOR así como por los OS/OM y EPR, dándole mayor exactitud y precisión a la identificación de las causas y las medidas correctivas.
Informes de Actualización de las Capacidades de Máximas Transferencias de Potencia	Inicialmente se realizaba la actualización semestral del estudio de máximas transferencias, en época lluviosa y seca. En la actualidad estas actualizaciones se realizan con frecuencia bimensual, además se está elaborando e implementando una Plataforma informática para el Cálculo mensual de las MCTP.
Estudios de Seguridad Operativa de corto plazo	Con base en los CCSD del RMER y utilizando el software PSSE para análisis de sistemas de potencia, luego se han incorporado nuevas herramientas informáticas de automatización para mejorar los tiempos de entrega de mensual a semanal y la calidad de los resultados obtenidos.
Informes mensuales y anuales de la operación del SER	Se usan datos de SCADA e información de la operación remitida por los OS/OM y actualmente se han incorporado herramientas informáticas que optimizan el tiempo de procesamiento
Validaciones eléctricas del predespacho regional para la asignación de Derechos de Transmisión	Con base en la regulación regional y herramientas de cálculo como Excel, se verifican los límites de las transferencias seguras de acuerdo con el estudio vigente de MCTP. La herramienta informática SIIM incluía solamente capacidades de enlaces, pero no incluía capacidades de Exportación e Importación Total, y se validaban de forma separada. Se mantiene el mismo procedimiento y, adicional en el SIIM, se incluyen capacidades de transferencia de enlaces más Exportaciones e Importaciones Totales, las cuales son validadas por el SIIM automáticamente.
Informes de evaluación de cumplimiento de los CCSD	Informes mensuales del cumplimiento de los CCSD en el SER usando datos de SCADA e información de la operación remitida por los OS/OM. Adicionalmente se ha incorporado un informe consolidado cuatrimestral y anual y se han incorporado herramientas informáticas que optimizan el tiempo de procesamiento.
Validación eléctrica de resultados de subasta anual y mensual de DT	Inicialmente con base en la regulación regional, se realizaba la validación conforme a capacidades operativas definidas mediante procedimiento transitorio, tomando en cuenta el 80% de la capacidad operativa en caso fuera determinada por el valor de la Importación. En la actualidad la validación conforme a capacidades operativas definidas mediante nuevo procedimiento, el cual incluye el 100% del valor calculado.

• **SERVICIOS DE LA GESTIÓN COMERCIAL DEL MER**

Tabla 20. Servicios de la programación de la energía del MER

SERVICIOS DE LA PROGRAMACIÓN DE LA ENERGÍA DEL MER	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Predespacho Regional del MER	En el proceso crítico de verificación de predespachos nacionales, las cargas de los insumos respectivos en el SIIM eran manuales. En la actualidad se realiza de manera automática. Inicialmente estaba pendiente desarrollar el tema de Islas Eléctricas. Actualmente se ha elaborado una propuesta regulatoria para Islas Eléctricas en el Predespacho Regional.
Ajustes al Predespacho y Redespacho Regional	Revisión manual de reportes de Predespacho y Redespacho para la verificación comercial. Actualmente existe una herramienta automática para esta verificación. Reducción del tiempo de verificación y balance de Predespachos nacionales de los 8 minutos a 2 minutos. Para llevar a cabo el redespacho, el personal de programación de energía cuenta con procedimiento para realizar la validación comercial del proceso y se ha capacitado al personal de operación en el uso de la herramienta del SIIM, para ejecutar redespachos. Personal con mayor experiencia en el manejo de herramientas de optimización y lenguajes de programación tales como GAMS y MATLAB.
Balance de Predespachos nacionales	Al inicio no se contaba con la detección de violaciones de flujos de elementos de la red. Era necesario crear herramientas (macros en Excel) para realizar esta verificación. Actualmente la herramienta de Flujos DC para el balance de predespachos nacionales cuenta con la detección de violaciones de flujos de elementos en el Predespacho nacional. Se cuenta con una herramienta muy estable en la verificación de predespachos nacionales y balance eléctrico coordinado (integrado) de los mismos.
Propuestas regulatorias a la CRIE	Propuestas de Energía no servida en Contratos Firmes y Contratos no Firmes Físico Flexibles. Propuesta Regulatoria en Contratos No Firmes Físico Flexibles que presentan simultáneamente Ofertas de Pago Máximo por CVT y Ofertas de Flexibilidad. Propuesta regulatoria para Islas Eléctricas en el Predespacho Regional.



SERVICIOS DE LA PROGRAMACIÓN DE LA ENERGÍA DEL MER	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Talleres Regionales de DT	Desde el año 2014 se ejecutan talleres todos los años dirigidos a los OS/OM y los Agentes y se brinda atención personalizada a los solicitantes de DT en la sede del EOR. (11 Talleres, 25 reuniones personalizadas con agentes del MER entre el 2017 y 2018 y se llevó a cabo un seminario WEB sobre DT). Talleres realizados en el periodo 2014-2018: a) Taller sobre Operatividad de Contratos Firmes – enero 2014 – El Salvador. b) Taller sobre Derechos Firmes – septiembre 2014 - Guatemala c) Participación en Taller Regional de Derechos de Transmisión – noviembre 2014 – Panamá. d) Taller sobre Derechos Firmes – enero 2015 – El Salvador. e) Taller sobre Derechos Firmes – marzo 2015 – Honduras. f) Taller sobre Derechos Firmes – mayo 2015 – Nicaragua. g) Taller Regional sobre Derechos Firmes – septiembre 2015 – El Salvador. h) Taller Regional sobre el Mecanismo de Asignación de Derechos Firmes – 26 de abril 2016 – Guatemala. i) Taller sobre Derechos Firmes de Transmisión – 25 de agosto 2016 – El Salvador. j) Taller sobre Derechos Firmes de Transmisión – 23 de junio 2016 – Costa Rica. k) Taller sobre Derechos Firmes de Transmisión – 24 de junio 2016 – Panamá. l) Taller Regional Modificaciones a los procesos comerciales del MER y los Derechos de Transmisión – 25 de mayo 2017 – Panamá. m) 25 Reuniones Personalizadas con Agentes del MER desarrolladas en el año 2017 y 2018. n) Webinar Abierto Derechos de Transmisión del MER – mayo 2018.

Tabla 21. Servicios de facturación, liquidación y administración de garantías del MER

SERVICIOS DE FACTURACIÓN, LIQUIDACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE GARANTÍAS DEL MER	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Recolección de pagos y liquidación de Derechos Firmes	Debido a los cambios en la regulación de los Derechos de Transmisión, así como cambio de la entidad financiera, se han realizado actualizaciones y modificaciones a la “Guía para la Facturación, Recolección de Pagos y Liquidación de Derechos de Transmisión (DT)”, la cual se encuentra a disposición a través del sitio web del EOR. Adicionalmente, se ha brindado atención personalizada a los Agentes para ampliar o solventar dudas respecto del proceso de recolección de pagos y liquidación de los Derechos de Transmisión, cuando es requerido, ya sea vía teléfono o de forma presencial.

ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Garantías asociadas a los Derechos Firmes	Actualmente la administración de garantías asociadas a los Derechos de Transmisión se realiza con base en lo establecido en los numerales 3.2.7, 3.3.10, 3.8.1 y 3.8.2 de Resolución CRIE-7-2017 y en el Resuelve Tercero y Quinto de la Resolución CRIE-18-2018. Debido a los cambios en la regulación de los Derechos de Transmisión, así como cambio de la entidad financiera se han realizado actualizaciones y modificaciones a la “Guía de Garantías Asociadas a los Derechos de Transmisión”, la misma se encuentra a disposición a través del sitio web del EOR. Adicionalmente, se ha brindado atención personalizada a los Agentes para ampliar o solventar dudas respecto de la administración de garantías asociadas a los Derechos de Transmisión, cuando es requerido, ya sea vía teléfono o de forma presencial.
Facturación de Derechos Firmes	Actualmente, la facturación de los Derechos de Transmisión se realiza con base en lo establecido en los numerales 3.6.1 y 3.6.2 de la resolución No. CRIE-7-2017. Con la entrada en vigencia en el 2017 del “Procedimiento de Aplicación de los Contratos Firmes y Derechos de Transmisión y sus anexos”, aprobado mediante la resolución No. CRIE-7-2017 y CRIE 18-2017, se requirió de una gestión adicional en el proceso de facturación de los Derechos Firmes (DF) y Derechos Financieros Punto a Punto (DFPP); para ello fue necesaria la realización de pruebas del Sistema de Información Integrado del Mercado (SIIM) para su adaptación a la regulación regional. Las mejoras realizadas en los sistemas utilizados por el EOR incluyeron la emisión de los documentos de cobro y pago de los DFPP y la emisión mensual de las facturas de los agentes que realizan el pago a través de cuotas en los DF anuales; esto permitió cumplir con lo estipulado en la regulación regional de una manera eficiente manteniendo un estricto cumplimiento del marco regulatorio, en tiempo y forma. Asimismo, se actualizó la “Guía para la Facturación, Recolección de Pagos y Liquidación de DT”, la cual incluye los cambios en la regulación de los Derechos de Transmisión y cambio de la entidad financiera, la misma se encuentran a disposición a través del sitio web del EOR. Adicionalmente, producto de una reunión realizada con los agentes de El Salvador quienes solicitaron la inclusión de un concepto más detallado y notas explicativas en los documentos de cobro y pago relativos a los Derechos de Transmisión, se realizaron los cambios y pruebas en los sistemas del EOR previo a la implementación para facilitar las gestiones aduanales de los Agentes de El Salvador.
Facturación de las obligaciones de pago conforme el DTER.	Actualmente, la facturación se realiza con base en lo establecido en el numeral 2.7 del Libro II del RMER, realizando algunas mejoras a la información que se plasma en los documentos de cobro y pago. Asimismo, se han realizado mejoras al sistema de facturación, el cual ha sido desarrollado en el EOR, para acoplarse a la forma en que se emite la facturación en cada país. Se ha dado atención a requerimientos de Agentes de El Salvador de la emisión de documentos de cobro y pago relativos a las transacciones de energía: facturas separadas de documentos por compras

	de flexibilización de contratos y por compras de ofertas de oportunidad, inclusión en el concepto de la factura se detalle la cantidad de Megavatios, incorporación en el DTER del detalle de compras de flexibilización de contratos y compras por ofertas de oportunidad, para facilitar las gestiones aduanales de El Salvador. Fue necesario previo a los requerimientos realizar reuniones informativas con los agentes de El Salvador y realizar cambios en los sistemas de facturación del EOR previo a la implementación.
Liquidación de las transacciones en el MER	Se realizaron gestiones para seleccionar una nueva Entidad Financiera Liquidadora del MER, beneficiando a los agentes y OS/OM del MER, ya que dicha entidad cuenta con sucursales bancarias en los seis países de la región lo que beneficia en reducir tiempos y costos de operación bancaria y costos en aperturas o enmiendas de cartas de crédito Stand by. A través de reuniones con los OS/OM se notificó el cambio y los beneficios de la Entidad Financiera Liquidadora del MER. También se realizó Modificación y actualización al Procedimiento de Liquidación del MER, presentando los cambios a los OS/OM.
Administración de Garantías para respaldar las obligaciones del MER	Se implementó y facilitó una herramienta de consultas en línea de las garantías de pago para los Agentes y OS/OM. En dicha consulta se puede visualizar en tiempo real el estado de: Garantía de Pago, Garantía Mínima y Valor Disponible para realizar transacciones en el MER. La consulta en línea se realiza a través del enlace denominado "Consulta de Garantía", del sitio web del EOR: www.enteoperador.org. Lo anterior es de utilidad para conocer el estado de su garantía en tiempo real, con el objeto que aquellos agentes que realizan transacciones puedan incrementarla con antelación en caso sea necesario. A través de esta herramienta cada OS/OM puede verificar también las garantías en tiempo real de cada uno de sus agentes. Se han realizado actualizaciones y modificaciones a la "Guía de Garantías", mejorando su redacción para un mejor entendimiento de los Agentes del MER y OS/OM, e incorporando nuevos cambios al proceso con el objeto de mantenerlos informados: cambio de la entidad financiera, los procesos a seguir por parte del agente para la constitución, incremento, disminución o devolución de garantías, instrucciones bancarias para recibir pagos o depósitos por garantías en efectivo. Formatos obligatorios para constituir las cartas de crédito Stand by. Se logró negociar con el banco liquidador (Banco de América Central) la inclusión dentro de las cartas de crédito Stand by de una cláusula para que las cartas tengan un periodo de vigencia de 14 meses con cobertura de operaciones de 12 meses. Con dicha estructura el EOR podrá ejecutar una carta cuando el evento de incumplimiento haya ocurrido dentro del periodo de vigencia de ésta. Lo anterior con el objeto de eliminar el riesgo del no pago de las obligaciones que se deriven dentro del plazo de vigencia de una Carta de Crédito Stand by, cuando un agente que realiza transacciones en el MER no renueva la garantía de Carta de Crédito Stand by para respaldar sus obligaciones de pago al MER con suficiente anticipación al vencimiento de la misma, y podría conllevar a que los Cargos Regionales y las transacciones en el MER, realizadas previo al vencimiento, queden sin cobertura entre la fecha de su vencimiento y la fecha de renovación Se han realizado CTC presenciales y reuniones por videoconferencia para explicar en detalle a los OS/OM el proceso de administración de garantía con el objeto que trasladen la información a los agentes de sus mercados nacionales.



	Se ha brindado atención personalizada a Agentes y OS/OM para ampliar el tema de garantías, cuando es requerido, ya sea vía teléfono, de forma presencial o a través de videoconferencia. Conforme lo establecido en la resolución CRIE-31-2018, se elaboran diversos informes adicionales, incluyendo el de la Cuenta General de Compensación (CGC)
Reuniones Comité Técnico Comercial	Cualquier cambio en la regulación regional conlleva a realizar modificaciones a los sistemas de Facturación, Liquidación y Garantías. Asimismo, cualquier ajuste regulatorio que afecte a los agentes y OSOM en su gestión comercial, el EOR realiza reuniones con el Comité Técnico Comercial (CTC) para presentar los nuevos cambios: • 24 y 25 de abril de 2018: Implementación de resolución CRIE 31-2018; Modificación a Guía de Garantías • 17 y 18 de mayo de 2017: Explicación de las modificaciones establecidas en la Resolución CRIE-6-2017 relacionadas con la operación comercial: Garantías de desviaciones, Día adicional de liquidación. • 27 y 28 de junio de 2018: Presentación y explicación del primer Informe de la CGC).
SERVICIOS DE CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES DE ENERGÍA	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Conciliación de Transacciones Diarias y Mensuales	Mejora en los reportes de Conciliación Diaria Programada detallando los montos de CMORC Adicional. Mejora en los reportes de Conciliación Diaria Programada con el detalle de los flujos MER, flujos de DT y precios para la Conciliación de Transmisión. En desarrollo la mejora para identificación del origen de las ofertas en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).
Conciliación de Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real	La conciliación de transacciones por desviaciones en tiempo real se realizaba por enlace entre área de control. Actualmente se realiza por el neto de las desviaciones por área de control.
Ajustes a las Conciliaciones de Transacciones	Inicialmente, en el marco de la aplicación del RMER+PDC no se contempló en la regulación la aplicación de la componente de inyección de los CNFFF, provocando distorsiones en los precios expost, por lo que se desarrolló una propuesta de ajuste regulatorio y posterior aplicación de la mejora para considerar la componente de inyección de los CNFFF en el modelo de Posdespacho.
Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER)	
Revisión de Conciliaciones y errores en los documentos de cobro y pago	Inicialmente, en el marco de la aplicación del RMER+PDC, no se contempló en la regulación la reasignación de los CVTMER asignados a los tramos de una misma línea de interconexión en base a los km de línea cuando se presentaban restricciones de transmisión, provocando distorsiones en la asignación de los referidos CVTMER. Se realizó una Propuesta de ajuste regulatorio y posterior aplicación de la mejora para considerar la componente de inyección de los CNFFF en el modelo de Posdespacho. Desarrollo de mejoras internas para la revisión y validación de las publicaciones de conciliaciones diarias y DTER.



	Se adicionó a los Anexos del DTER de El Salvador un reporte por cada agente con el detalle de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF). Inclusión de la hoja TCP en la Conciliación Programada. Propuesta de ajuste regulatorio y posterior aplicación de la reasignación de los CVTMER asignados a los tramos de una misma línea de interconexión en base a los km de línea.
Sistema de Medición Comercial Regional (SIMECR)	Homologación de los Sistemas de Supervisión y Control (SCADA) con los Sistemas de Medición Comercial Regional (SIMECR) de los países miembros del MER para la verificación de mediciones en el marco de la aplicación con carácter oficial de la Resolución CRIE-6-2017. Auditorías periódicas a los Sistemas de Medición Comercial Regional ubicados en los nodos de enlace. Aplicación de los ajustes a los CVTMER, CVTDT, IVDT y CC de los meses de octubre y noviembre de 2016; diciembre 2016; enero y febrero de 2017 y marzo de 2017, establecidos en las Resoluciones CRIE-04-2017, CRIE-05-2017, CRIE-14-2017 y CRIE-25-2017, respectivamente.
Autorización de Agentes en el MER	Elaboración y publicación de la "Guía para para la autorización de agentes para realizar transacciones en el MER". Elaboración y publicación de la "Guía para actualizar datos de agentes que realizan transacciones y agentes transmisores". Atención de consultas de agentes autorizados (264 agentes autorizados) y potenciales agentes. Atención y respuesta de 166 solicitudes de revisión entre 2017 y 2018, de las cuales únicamente procedió 1 solicitud, debido a una incidencia informática.
Cambio de información del contacto, agentes y postdespacho	Depuración de la BD Regional para actualizar contactos comerciales, representantes legales, direcciones.
Otras mejoras realizadas	Reuniones con el Comité Técnico Comercial (CTC) y el Grupo de Trabajo Regional del SIMECR (GTRS). En desarrollo la mejora para identificación del origen de las ofertas en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), la cual estará disponible a partir de la Conciliación Diaria Programada del 01 de noviembre de 2018.

Propuestas regulatorias a CRIE	Propuesta de ajuste regulatorio remitida a través de IRMER para conciliar las desviaciones con los costos marginales ante la ausencia de precios expost y existencia de precios menores que cero en los nodos de enlace. Propuesta de ajuste regulatorio remitida a través de IRMER para mitigar el efecto en la CDTR de los precios Expost elevados, a partir de la implementación de la resolución CRIE-6-2017. Propuesta de ajuste regulatorio y posterior aplicación de la reasignación de los CVTMER asignados a los tramos de una misma línea de interconexión en base a los km de línea.
Reuniones Comité Técnico y Comercial	• 27 de abril de 2017 (Explicación de guías para el registro equipos de medición y autorización de agentes conforme a la Resolución CRIE-6-2017). • 17 y 18 de mayo de 2017 (Explicación de las modificaciones establecidas en la Resolución CRIE-6-2017 relacionadas con la operación comercial: SIMECR, Posdespacho). • 28 y 29 de septiembre de 2017 (Explicación conceptual y ejemplos de la aplicación de las Resoluciones CRIE-30-2017 y CRIE-37-2017, Propuesta de ajuste regulatorio en la CDTR ante la existencia de precios menores que cero, Homologación del SCADA con los SIMECR). • 24 y 25 de abril de 2018 (Informe de resultados segundo periodo indicativo, aplicación de la Resolución CRIE-31-2018 (CGC), Guía para realizar pruebas de rutina a los SIMECR). • 16 de mayo de 2018 (Presentación de resultados de la CGC en el primer mes de aplicación de la Resolución CRIE-31-2018). • 27 y 28 de junio de 2018 (Explicación detallada del cálculo del Retiro Neto del MER, presentación de la guía para sincronización de medidores, medidas para mitigar el efecto de los precios expost elevados en la CDTR). • 26 y 27 septiembre de 2018: Repaso: Revisión integral de los procesos comerciales en el marco de la aplicación de la Resolución CRIE-6-2017 a partir del 01 de enero de 2019.

• SERVICIOS DE LA GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y TECNOLOGÍA

Tabla 22. Servicios de sistemas especializados (SIIM, ERP y SPTR)

SERVICIOS DE LA GESTIÓN DE INFORMACIÓN Y TECNOLOGÍA	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Mantenimiento y desarrollo de los sistemas y bases de datos operativa y comercial.	El EOR suscribía contrato de Soporte y Mantenimiento al SIIM con INDRA para las resoluciones de incidencias del SIIM y mantenimiento del código fuente. A partir de marzo 2018, con la experiencia adquirida por el equipo de la Coordinación Técnica de Sistemas del SIIM, se procede a reemplazar a INDRA en el soporte y Mantenimiento al SIIM, en las correcciones de incidencias presentadas en el código fuente y en el desarrollo de Mejoras al Sistema no relacionadas con modificaciones del modelo matemático. El reemplazo de INDRA representa un ahorro a la institución por más de US\$200,000 anualmente. El servidor de base de datos de Producción del SIIM era un servidor obsoleto el cual no contaba con soporte del fabricante Se adquirió un servidor de base de Datos de Producción del SIIM robusto FS1, el primero que ORACLE vende en El Salvador que incluye tecnología moderna para el respaldo y contingencia moderna del servicio de base de datos.



	El poblado de base de datos remota era realizado tomando como fuente los resultados Excel publicados por el EOR. Actualmente el poblado de base de datos remota es realizado a través de una herramienta que toma como fuente la base de datos del SIIM, lo que permite garantizar la consistencia de información y disminuye los tiempos de publicación de los procesos comerciales en la base de datos remota.
Administración y mantenimiento plataforma tecnológica del SIIM	Anteriormente, no se contaba con entorno de contingencia del SIIM ante fallas de hardware, ahora ya se cuenta con la implementación de un entorno de contingencia del SIIM que permite disminuir el riesgo de incumplimiento horario de publicación de los procesos asociados a la operación comercial del MER. No se contaba con entorno de contingencia del NAV ni el SPTR. En la actualidad el EOR tiene implementado un entorno de contingencia para los sistemas del NAV y SPTR creando una barrera de protección adicional al respaldo de la información de dichos sistemas. Se tiene implementado un checklist de estado de los servicios el cual se ejecuta diariamente por el personal de turno para prevenir oportunamente cualquier indisponibilidad de los servicios.
Soporte tecnológico corporativo	Las solicitudes de soporte de los usuarios eran administradas vía correo electrónico o teléfono. Se implementó un sistema de administración (Jira) de soporte tecnológico y que se utiliza también para administrar resoluciones de incidencias y mejoras al SIIM, lo que permite tener un registro centralizado del trabajo realizado, medir tiempo de respuesta y resolución de los mismos e identificar puntos de mejoras. Este sistema es utilizado por el usuario (GTE) y por esta coordinación.

SERVICIOS A LOS SISTEMAS DE TIEMPO REAL	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Sistema de Control y Supervisión en Tiempo Real – SCADA y el Sistema de Administración de Energía	Virtualización de consolas de operadores debido al desfase tecnológico de las mismas. Interfaces amigables para usuario final, para la extracción de datos históricos. Implementación de interfaces RDBMS para la supervisión de datos históricos.
Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional – SMFSR	Inicialmente se instalaron las señales de dos PMU (subestación de Ahuachapán y 15 de septiembre). Interfaces de visualización en sistema PI, luego se ha continuado con la ampliación del SMFS, incluyendo señales de PMU de Honduras y Nicaragua. Interfaces amigables para usuario final, para la extracción de datos históricos.
Sistema de supervisión de desvíos en Tiempo Real – SSDTR	Supervisión de transacciones programadas versus transacciones reales. Implementación de nuevos métodos de cálculos (trapezoidal), implementación de nuevos módulos y reportes para la facilidad de la interpretación de resultados.
Mantenimiento del portal web	Nuevo portal WEB del EOR con la nueva imagen corporativa a inaugurarse en el cuarto trimestre del 2018 y nuevos servicios de atención al cliente.



SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES Y REDES CORPORATIVAS	
ACTIVIDADES	2013-2018 - EVOLUCIÓN DE LOS SERVICIOS Y SUS MEJORAS PARA EL CLIENTE
Telecomunicaciones y enlaces dedicados	Al inicio del periodo se usaban teléfonos de tecnología obsoleta NORTEL y la atención a llamadas era solo por recepcionista, luego se implementó la planta telefónica AVAYA y el uso de teléfonos IP PoE. Con este cambio se ha dotado a los usuarios del EOR de una herramienta de comunicación estable, eficaz y óptima para el desarrollo de las actividades de las diferentes gerencias y coordinaciones del EOR.
Telefonía y sistemas de grabación de voz	Inicialmente el sistema de grabación solo cubría las extensiones de la Sala de Control EOR, actualmente se cuenta con la implementación de la tecnología de comunicación IVR (Respuesta de Voz Interactiva), que permite brindar un servicio de interacción con la PBX a través de menú de voz configurables, a los clientes externos del EOR (Agentes, OSOM, Proveedores, CRIE etc.), permitiendo con esto brindar un servicio eficaz ante los altos volúmenes de llamadas telefónicas, con lo cual se reduce considerablemente las pérdidas de llamadas externas y mejora la atención al cliente externo. Como parte de la actualización de Sistema de Comunicación del EOR, se implementó un novedoso sistema de grabación el cual permite grabar todas las extensiones del EOR, y de esta manera asegurar un servicio de alta calidad de comunicación mediante el cual se podrá revisar cualquier situación que se dé entre el EOR y los clientes externos.
Redes y servidores	Reestructuración de la Red Corporativa EOR, implementado equipos de alto desempeño que proporcionan mayor velocidad de transferencia de información y un mejor desempeño de los servidores que soportan el Sistema SIIM, SCADA, SMFSR, SPTR y demás Sistemas Administrativos. Lo cual permitió una mayor velocidad y estabilidad a los procesos técnicos y comerciales, además permitió el fácil acceso a los usuarios corporativos a los diferentes sistemas que les sirven como herramientas de trabajo, de forma segmentada y ordenada mediante listas de accesos en las cuales solo las personas autorizadas pueden ingresar a los diferentes Sistemas Especializados del EOR, garantizando la seguridad e integridad de los datos que soportan las Bases de Datos de los Sistemas Especializados del EOR. Implementación de una Red Inalámbrica mediante un controlador de antenas WIFI, de esta manera se brinda un servicio de alta velocidad y seguridad de Wifi en las instalaciones del EOR, creando ID's de conexión para visitas las cuales se delimitan a solo navegar sin tener acceso a la red interna del EOR.
Videoconferencia	Se realizó el upgrade al Sistema de videoconferencia POLYCOM lo cual ha permitido realizar llamadas desde dispositivos móviles, de esta manera se brindan diferentes opciones de conexión a todos los clientes externos del EOR que no cuentan con salas o equipos de Videoconferencias.

Seguridad Tecnológica de los equipos corporativos e información	Implementación de antivirus centralizado mediante ESET EndPoint, brindando al usuario interno del EOR una protección a sus equipos ante ataques de virus, spam y ataques cibernéticos, que podrían causar la pérdida de información crítica a causa de los mismos.
Servicio de internet y correo electrónico	Inicialmente se tenía un enlace de internet de 10 MB dedicado y servicio en la nube de Correo Electrónico, posteriormente se produjo la ampliación de enlace de internet a 20 MB con redundancia y aumento en el segmento de IP's públicas, con esto se brinda un servicio de navegación en internet rápido y estable a los usuarios internos del EOR y a los usuarios externos se garantiza la calidad de la conexión a la página web del EOR y consultas a la Base de Datos SIIM. Este upgrade permitió aumentar la capacidad y seguridad del servicio de Correo Electrónico, brindando mayor estabilidad y seguridad a cada una de las cuentas de correo de los funcionarios del EOR.



Equipo de la Gerencia de Información y Tecnología (GIT)



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO

PRINCIPALES LOGROS DEL EOR EN LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS

5.



PRINCIPALES LOGROS DEL EOR EN LOS ÚLTIMOS CINCO AÑOS

El MER ha venido evolucionando gradualmente, y con ello los procesos técnicos y comerciales que el EOR ejecuta en su marco de acción, para lo cual se ha desarrollado e implementado nuevos esquemas de trabajo acordes a la evolución del MER y a las nuevas disposiciones regulatorias. Lo anterior conlleva a que el EOR cuente con las condiciones óptimas para ejercer el rol efectivo de sus funciones y avanzar en el logro de su visión como ente operador de clase mundial y de esa manera generar valor a la evolución del MER.

En este contexto, en los últimos cinco años, se han presentado hitos relevantes en la evolución gradual del MER y por ende en el EOR. Uno de ellos es la entrada del RMER+PDC que marcó cambios importantes en las reglas del MER y trajo consigo cambios significativos en la gestión del mismo a través de las instancias regionales; asimismo, en ese periodo el EOR llevó a cabo un proceso de planificación estratégica 2015-2019, incorporando elementos de cambio del MER; en el cual se propusieron objetivos y metas importantes vinculadas a crear condiciones institucionales idóneas, para gestionar los procesos técnicos y comerciales de manera eficiente para proveer productos y servicios de calidad al cliente externo participantes en el MER.

Además de cumplir con sus funciones y responsabilidades establecidas en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, el EOR ha realizado esfuerzos significativos que le han permitido avanzar en los objetivos y metas propuestas, con énfasis en los procesos técnicos y comerciales que están contribuyendo a la evolución gradual del MER.

Como resultado de todo ese esfuerzo institucional, a continuación, se muestran los logros y avances importantes al 2018 en el marco de sus funciones y responsabilidades para contribuir a la evolución gradual del MER y la ejecución del Plan Estratégico 2015-2019.

A. IMPLEMENTAR LA PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN REGIONAL

OBJETIVO

Completar e implementar el desarrollo del modelo computacional del Sistema de Planificación de la Transmisión Regional (SPTR) y realizar los estudios de mediano y largo plazo establecidos en el capítulo 10 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

BENEFICIOS

Con el desarrollo del modelo computacional del SPTR, el EOR cuenta con un sistema de última generación que le permite realizar una planificación de la generación y transmisión a nivel regional, de manera integral; y coordinar con los organismos nacionales que permita a los organismos regionales y de los países del MER tener una visión de largo plazo del desarrollo de la infraestructura del Sistema Eléctrico Regional.

Con la implementación de los estudios comprendidos en el SPTR, el EOR está en la capacidad de proveer señales efectivas a los países, a las instituciones del MER, a los agentes actuales y a los agentes potenciales de tal manera que éstos tengan mejor información para tomar las decisiones y así lograr un mayor dinamismo y desarrollo del MER en el mediano y largo plazo.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo del Modelo SPTR fue implementado y concluido por el EOR en el mes de noviembre de 2016. Durante el 2017, PSR atendió la resolución de las últimas incidencias del modelo para su correcto funcionamiento.

En el marco de la estrategia para la coordinación de la Planificación de largo plazo de la Generación y la Transmisión Regional, con las entidades nacionales, en el mes de enero de 2017, el EOR realizó una capacitación regional denominada “Estado



del Arte de la Planificación de sistemas de potencia”. Dicho taller fue impartido por especialistas de clase mundial del tema de la planificación energética y de sistemas de transmisión.

El objetivo del curso fue actualizar los conocimientos de los participantes sobre la filosofía, metodologías y tendencias que se aplican a nivel internacional en la Planificación de la Expansión de los Sistemas Eléctricos de Potencia y dar a conocer los objetivos de la planificación regional y las características de las herramientas que utiliza el EOR para realizar los estudios de planificación.

El grupo focal del taller fueron los directivos (tomadores de decisión) y especialistas técnicos de las entidades nacionales encargadas de la planificación de la expansión de la generación y la transmisión de los países miembros del MER, así como los Operadores de Sistema, y directivos y especialistas técnicos de las entidades regionales (CRIE, CDMER y EPR).

Desde finales del año 2017 y durante el año 2018, el EOR realizó el proceso de elaboración de los Estudios de Diagnóstico a Mediano Plazo de la RTR para el periodo 2019-2023 y los Estudios de Planificación de Largo Plazo de la expansión para el periodo 2019-2028, conforme los requisitos y metodologías establecidas en el Libro III del RMER. Los estudios de mediano plazo y de largo plazo fueron remitidos a la CRIE en los meses de agosto 2018 y noviembre 2018, respectivamente.

B. SINTONIZAR EL SISTEMA ADMINISTRADOR DE ENERGÍA DEL SCADA (EMS).

OBJETIVO

Entrenar al personal técnico de la Gerencia de Planificación y Operación (GPO) y la Gerencia de Informática y Telecomunicaciones (GIT) del EOR en el sistema especializado SCADA/EMS (Sistema Administrador de Energía), orientado al dominio de las herramientas incorporadas en la Aplicación de Red del Sistema SCADA/EMS. Se consideraron dos fases: a) La sintonización del Estimador de Estado y b) La sintonización del Sistema Administrador de Energía del SCADA

BENEFICIOS

Durante el 2017 el EOR, en conjunto con General Electric, concluyó la sintonización de las aplicaciones EMS/SCADA de todas las áreas de control de los países de la región, proveyendo al EOR de una mejora significativa en la capacidad de Supervisión en Tiempo Real de la operación del Sistema Eléctrico Regional así como en el Análisis de las Contingencias y simulaciones en línea para prever con anticipación acciones correctivas, contribuyendo de esta manera a lograr una operación segura y confiable del SER, minimizando a su vez los riesgos de fallas e interrupciones en el mismo y asegurando con ello la operación integrada y continua del sistema.

La sintonización de las aplicaciones de EMS del SCADA regional permite detectar medidas erróneas y estimar medidas que no se tengan por fallas de los sistemas de medida, comunicaciones o ausencia temporal o total de algún punto de medida, contribuyendo a:

- Estimar medidas en puntos donde no se tiene observancia a través de telemetría de los SCADAs nacionales, lo que permite al EOR disponer de datos confiables en dichos puntos donde no se recibe señal.
- Depuración de señales e identificación de incongruencias en la información que se recibe de los SCADAs nacionales. Por ejemplo, elementos de red faltantes tales como líneas y transformadores, lo que permite al EOR disponer de una modelación más precisa del SER acorde a la realidad.

Con lo anterior, el EOR fortalece su infraestructura con herramientas tecnológicas adecuadas para la gestión de la operación técnica y comercial del MER.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Para el desarrollo del proyecto, en el 2015, se contrató con el proveedor del SCADA del EOR el servicio de consultoría para el entrenamiento especializado sobre las aplicaciones SCADA y además la sintonización del sistema administrador del SCADA (EMS por sus siglas en inglés).

En el año 2016, se realizó la capacitación necesaria al personal del EOR para el mantenimiento de la Base Datos de EMS y la sintonización de las Aplicaciones de EMS. Asimismo, se realizó la sintonización de Bases de Datos y Aplicaciones de EMS de las áreas de control de El Salvador, Nicaragua, Honduras y Panamá.

En el 2017, se reforzó la estructura organizacional de las áreas técnicas del EOR para contar con personal para el mantenimiento de la Base de Datos de las Aplicaciones EMS y su sintonización, así como la administración de las Aplicaciones EMS, conforme a las recomendaciones de los Especialistas del Proveedor, y se completó la sintonización de Bases de Datos y Aplicaciones de EMS de las áreas de control Costa Rica y Guatemala y también el resto de aplicaciones de red, considerando que se tienen todas las áreas de control sintonizadas.

C. DESARROLLAR E IMPLEMENTAR UN PROCEDIMIENTO DE MONITOREO DE RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA Y UNIDADES DE GENERACIÓN.

OBJETIVO

Desarrollar e implementar una herramienta para el monitoreo de la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y de las unidades en Control Automático de Generación (AGC).

BENEFICIOS

Con el propósito de asegurar que cada área de control de los países de la región mantenga el balance entre su generación y su demanda, en concordancia con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la regulación regional, el EOR con el apoyo del Pacific Northwest National Laboratory de Estados Unidos, desarrolló e implementó una herramienta informática que le permite observar el comportamiento de las unidades que brindan el servicio de Reserva Primaria de Frecuencia y de aquellas en Control Automático de Generación, para responder automáticamente ante cambios de la frecuencia en el SER, con ello el EOR mejora la capacidad para llevar a cabo las acciones pertinentes en la operación del SER.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Para el desarrollo del proyecto, el EOR trabajó en conjunto con el Pacific Northwest National Laboratory de Estados Unidos en la implementación de una herramienta de software desarrollada por PNNL, lo cual fue financiado con cooperación no reembolsable proporcionada por el Departamento de Estado de los Estados Unidos de América.

D. DETERMINACIÓN DE LOS VALORES LÍMITES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE EL SISTEMA ELÉCTRICO DE MÉXICO Y EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL

El EOR en conjunto con el PNNL realizó el estudio para determinar el límite de transferencia entre México y el Sistema Eléctrico Regional, para dar cumplimiento a lo solicitado por la CRIE en la Resolución CRIE-31-2017.

Con el estudio se determinaron los valores límites seguros de transferencia de potencia entre México y el SER, para condiciones de demanda máxima, media y mínima correspondientes al escenario de verano entre los meses de noviembre 2017 hasta abril de 2018.

La asistencia técnica por parte de PNNL fue gestionada por el EOR, mediante cooperación técnica no reembolsable del Departamento de Estado de los Estados Unidos de América.

BENEFICIOS

- Identificar ajustes en las unidades ensayadas, para lograr la elevación del nivel de amortiguamiento positivo de las oscilaciones de potencia que ocurren en el SER, de forma que no representen un inconveniente técnico importante para la operación segura y confiable del mismo.
- Proveer, al EOR y a los OS/OM de la región, una Base de Datos Regional Operativa actualizada y sintonizada, de manera que sea posible reproducir por medio de simulaciones dinámicas, los eventos que ocurren en el SER, y poder determinar las acciones correctivas pertinentes.

E. COORDINACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE LA HOJA DE RUTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROCESOS COMERCIALES DEL MER BAJO EL RMER SIN EL PDC

OBJETIVO

Revisar e implementar los procesos del Sistema de la Medición Comercial Regional (SIMECR), Posdespacho y Transacciones por desviaciones en tiempo real, conforme al RMER en el marco de la iniciativa del Plan Estratégico del MER.

BENEFICIOS

Con la ejecución de la hoja de ruta para la implementación de los procesos comerciales del MER bajo el RMER, el EOR ha impulsado la finalización de la vigencia de las normas transitorias contenidas en el PDC, contribuyendo a la implementación gradual del reglamento del MER, lo cual a su vez contribuye a la consolidación de un mercado previsible y plenamente implementado.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

En el año 2016, como encargado de coordinar la actividad “Proponer mejoras a los mecanismos predespacho y posdespacho, conciliación, facturación y liquidación transacciones MER”, el EOR elaboró y presentó ante la CRIE la “Propuesta Regulatoria de implementación de los procesos comerciales del MER bajo el RMER”.

La preparación de dicha propuesta se llevó a cabo a través de un proceso de consulta abierta y participativa con los OS/OM, para lo cual se realizaron una serie de reuniones de trabajo entre los Comités Técnicos del EOR y OS/OM durante el año 2016.

Durante el mes de enero 2017, la CRIE realizó la Consulta Pública No 13-2016 denominada “Diseño General de Homologación de la Medición Comercial Nacional con la Medición Comercial Regional para los Procesos Comerciales del RMER, de diciembre 2016”, para la cual el EOR solicitó a la CRIE que considerara la propuesta regulatoria remitida por el EOR en diciembre 2016.

Asimismo, durante el año 2017 el EOR realizó la revisión y análisis de las resoluciones

CRIE-06-2017 y CRIE-17-2017, relacionadas con la implementación de los procesos comerciales del MER bajo el RMER (sin el PDC) y se prepararon las respectivas solicitudes de aclaración ante el regulador regional, para su adecuada aplicación.

F. APLICACIÓN DEL RMER (SIN EL PDC) CON CARÁCTER INDICATIVO CONFORME RESOLUCIONES CRIE 6-2017, CRIE 17-2017, CRIE-41-2017 Y CRIE-42-2017.

La Gerencia de Transacciones de Energía, en coordinación con la Gerencia de Planificación y Operación y la Gerencia de Información y Tecnología, llevó a cabo en dos ocasiones durante el año 2017 la ejecución paralela de los procesos comerciales del MER de forma oficial (RMER+PDC) y de forma indicativa (RMER sin PDC), de acuerdo al siguiente detalle:

- Conforme las Resoluciones CRIE-06-2017, CRIE-17-2017 en el periodo comprendido del 1 de junio de 2017 al 31 de julio de 2017.
- Conforme a las Resoluciones CRIE-41-2017, CRIE-42-2017 en el periodo comprendido del 1 de octubre de 2017 al 30 de noviembre de 2017.

Se realizaron las siguientes actividades:

- Predespachos Regionales considerando los Derechos de Transmisión asignados en los procesos oficiales.
- Revisión de registro de medición remitidos por los OS/OM, así como la retroalimentación de las inconsistencias presentadas, y evaluación de su impacto en los precios expost y conciliación de desviaciones en tiempo real.
- Actualizaciones diarias de los movimientos de garantías de los agentes y OS/OM y validaciones posteriores a la ejecución de proceso de predespacho, ajustes y redespachos.
- Preparación de informes de los procesos de Predespacho, Conciliación Programada, Posdespacho Regional y Conciliación de Desviaciones en Tiempo Real.

- Presentación de resultados al regulador regional y consultor contratado por el mismo: se realizaron consultas y solicitudes de aclaraciones sobre aspectos presentados durante la aplicación con carácter indicativo del RMER establecidos mediante la resolución CRIE 6-2017, cuyas clarificaciones fueron incorporadas en las Resoluciones CRIE-41-2017, CRIE-42-2017 y CRIE-43-2017, dando mayor claridad en la aplicación de la normativa.
- Se realizaron reuniones con el Comité Técnico del MER y con delegados de CDMER-CRIE-EOR para evaluar los resultados obtenidos de los periodos de prueba definidos en la regulación.
- En diciembre 2018 se realizaron, en coordinación con los OS/OM, pruebas de los procesos comerciales del MER aplicando resoluciones CRIE-6-2017 y CRIE-17-2017, previo a la implementación de la operación del MER, bajo el

G. IMPLEMENTAR INFRAESTRUCTURA DE CONTINGENCIA PARA SISTEMAS CRÍTICOS - SIIM.

OBJETIVO

Adquirir e implementar una infraestructura de hardware y software para garantizar la continuidad de la operación comercial del Mercado Eléctrico Regional ante cualquier falla de los componentes de hardware de la infraestructura principal del Sistema Integrado de Información del MER, que afecte su operatividad, ya sea causada por fallas de hardware y otros riesgos como terremotos, incendios, inundaciones, entre otros.

BENEFICIOS

Con la implementación de este proyecto con un alto impacto técnico y valor estratégico para el EOR y el MER, el EOR ha creado las condiciones que le permiten garantizar la continuidad de la ejecución de los procesos comerciales del MER ante cualquier contingencia que se presente con la Infraestructura tecnológica principal del SIIM. Lo anterior representa una mejora importante en la calidad del servicio que brinda el EOR para los agentes de la región que realizan transacciones en el mercado.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

En el año 2015, se realizó la adquisición del equipamiento tecnológico correspondiente a la fase inicial del proyecto, el cual consideró dos (2) Licencias Oracle Enterprise Edition; la adquisición de seis (6) Licencias Oracle Packs y una (1) licencia Oracle Standard Edition. También, la adquisición de dos (2) servidores X5-2 y de un (1) Storage FS1.

La implementación de la fase inicial relativa a la instalación, configuración y puesta en marcha de esta Infraestructura tecnológica en las nuevas oficinas arrendadas por el EOR, se realizó durante el año 2016.

En el 2017 se completó la implementación de la infraestructura de contingencia del sistema con la adquisición, configuración y puesta en operación del equipamiento asociado a la Fase Final del proyecto. El equipamiento es el siguiente: un (1) servidor de balance de flujos DC de Predespachos Nacionales, un (1) servidor Web para Consultas Garantías, un (1) Servidor Web Principal - Portal Web www.enteoperador.org, un (1) Servidor Aplicación Web SIIM – Producción y dos (2) Servidores Autenticación LDAP para el SIIM.

H. DESARROLLO DE HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS PARA: i) Monitoreo de modos de oscilaciones y cálculo de amortiguamiento con datos PMU's y ii) Monitoreo de la reserva de regulación primaria.

OBJETIVO

Desarrollar herramientas tecnológicas que permitan realizar análisis en modo estudio de los oscilatorios electromecánicos que se presentan en el SER, a partir de información técnica registrada en dichos eventos por las unidades de medición fasorial, y además poder establecer los requerimientos de reserva de regulación primaria.

BENEFICIOS

- Monitorear y calcular los modos y nivel de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia que ocurren en el SER, de manera que pueda ser utilizado para la supervisión y coordinación de protecciones y ECS asociados a dichos eventos.

- Monitorear y calcular la reserva rodante de cada área de control del SER, con el fin de supervisar el cumplimiento de la reserva rodante mínima establecida por el RMER.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Durante el año 2017, la Coordinación de Seguridad Operativa y la Coordinación de la Operación en Tiempo Real en conjunto con la GIT, brindó apoyo técnico al consultor PNNL, durante todo el proceso de elaboración de las dos herramientas informáticas mencionadas.

Las herramientas fueron entregadas oficialmente al EOR en diciembre de 2017 de forma satisfactoria, junto con la capacitación respectiva impartida por personal del PNNL al personal de las coordinaciones de Seguridad Operativa, Operación en Tiempo Real y de la GIT.

I. AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN FASORIAL SINCRONIZADO REGIONAL (SMFSR)

OBJETIVO

Completar la instalación y puesta en operación de diez unidades de medición fasorial (PMUs, por sus siglas del inglés) adquiridas por el EOR, en Subestaciones Eléctricas de El Salvador, Honduras y Nicaragua. Asimismo, el desarrollo del Software y su plataforma para el cálculo de los modos de Oscilación y sus amortiguamientos en modo estudio, así como la contratación de recurso humano para realizar la administración y mantenimiento de los componentes del Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional (SMFSR).

BENEFICIOS

- Realizar el monitoreo dinámico del SER por medio de la visualización de los fasores de voltaje y corriente de línea de las tres fases, frecuencia transmitida al EOR desde los PMUs instalados en nodos específicos de la Red de Transmisión Regional.

- Analizar las fallas con mayor precisión y rapidez dado que obtendrá directamente la información de eventos del SER en resolución de tiempos de miles segundos.
- Mejorar la Seguridad Operativa del Sistema Eléctrico Regional. Los Coordinadores de la Operación del Centro Regional de Coordinación de Transacciones (CRCT) contarán con una poderosa herramienta que les permitirá detectar potenciales fallas antes que estas se presenten en el SER, pudiendo tomar medidas preventivas.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Actualmente se tienen instalados y operativos diez (10) PMUs en subestaciones de transmisión de tres países de la región, distribuidos de la siguiente forma: dos (2) en El Salvador (Ahuachapán y 15 de Septiembre), cuatro (4) en Honduras (San Nicolás, Agua Caliente, Prados y El Cajón) y cuatro (4) en Nicaragua (León I, Masaya, Ticuantepe II y Sandino), de los cuáles se está recibiendo información en tiempo real, que es desplegada en las pantallas dedicadas a disposición de los Operadores de la Sala de Control del EOR.

Las mediciones se almacenan para posterior análisis de perturbaciones en el SER, que realiza el área de seguridad operativa, y que ha permitido verificar la operación de los Esquemas de Control Suplementario en el SER.

Adicionalmente el EOR, con el apoyo del Pacific Northwest National Laboratory de Estados Unidos de América, desarrolló una herramienta informática que permite calcular los modos de oscilación y coeficientes de amortiguamiento de las mismas, a partir de la información obtenida de los PMUs.

J. TRASLADO DE LA SALA DE CONTROL A SAN BENITO

Como parte de los logros a destacar se implementó en las oficinas en San Benito un Sistema ininterrumpido de potencia mediante un equipo de UPS modular redundante, garantizando de esta manera el suministro de energía continuo y la protección de todos los equipos del EOR, incluidos los de la sala de control.

Se completó el diseño de detalle de la Sala de Control a implementarse en las Oficinas de San Benito del EOR, se completaron las readecuaciones de las instalaciones y se completó el traslado de la sala de control a finales del 2018.

K. ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE METODOLOGÍA PRESUPUESTARIA DE LARGO PLAZO

OBJETIVO

Proveer al MER de una metodología retributiva idónea de mediano plazo, que incorpora las principales prácticas internacionales y con una visión de futuro para la operación del SER y la administración del MER, tomando en cuenta el contexto del mercado eléctrico en América Central; garantizando transparencia, certeza y estabilidad del cargo por servicio de operación del sistema.

BENEFICIOS

- a) Permite una visión del comportamiento del cargo por servicio de operación en el mediano plazo
- b) Permite garantizar la fuente de financiamiento de proyectos e inversiones de mediano y largo plazo
- c) Permite una recolección gradual de fondos para grandes inversiones en el mediano plazo, minimizando incrementos significativos al cargo por servicio de operación
- d) Permite planificar las inversiones en el mediano plazo
- e) Permite mayor flexibilidad en la administración de los recursos financieros
- f) Abre la oportunidad de establecer un método efectivo de rendición de cuentas
- g) Permite la optimización del recurso humano y tiempo para la preparación, presentación y aprobación del presupuesto

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Con el apoyo de cooperación técnica no reembolsable del Departamento de Estado de los Estados Unidos de América, a través de la empresa Deloitte, durante el periodo 2016 y 2017 se completó una propuesta de diseño para el cálculo de un presupuesto quinquenal para el EOR, el cual consideró los siguientes fundamentos:

- Las mejores prácticas que a nivel internacional son utilizadas por los Operadores de Sistemas/Operadores de Mercado para la administración financiera del presupuesto.
- En función de las mejores prácticas, desarrollar una proyección presupuestaria quinquenal de referencia para la aprobación del presupuesto anual del EOR; que además facilita su aprobación, control y seguimiento por parte del regulador regional, brindando una mayor estabilidad y transparencia a la administración de recursos financieros por parte del operador del sistema.
- Período de planificación presupuestaria con horizonte plurianual (5 años). La introducción de un período más extenso brinda una visión y certeza a los ingresos, y el desarrollo de un plan plurianual de inversiones y consultorías especializadas permitiendo mayor seguridad financiera, así como lograr mayor eficiencia operativa.
- Aprobación presupuestaria anual, que busca estar armonizado a lo dispuesto en la regulación regional existente y promover la eficiencia y la certeza de la inversión en el SER; asimismo, refleja requisitos justos y razonables para la ejecución de las funciones del EOR.

A partir del diseño final propuesto por Deloitte, el EOR elaboró la propuesta de metodología de planificación presupuestaria quinquenal la cual incluye: criterios para elaboración del presupuesto, la administración, rendición de cuentas, plazos para la presentación y aprobación del presupuesto, incluyendo los formatos respectivos, para el funcionamiento del EOR, considerando la dinámica y evolución del MER. Dicha propuesta fue remitida a la CRIE para su aprobación en octubre 2018.

L. DESARROLLO DEL MODELO DE GESTIÓN DE RIESGOS DEL EOR

OBJETIVO

Desarrollar el modelo integral de gestión de riesgos institucional, que le permita al EOR identificar y administrar los riesgos de sus funciones y responsabilidades como operador y administrador del MER.

BENEFICIOS

El EOR cuenta con un modelo de gestión de riesgo con base en normas internacionales que le permite detectar oportunamente los riesgos que puedan afectar la operación segura y confiable del SER, así como la administración y evolución del Mercado Eléctrico Regional, contribuyendo de esta manera a mantener la continuidad de la ejecución los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El modelo de gestión de riesgos se desarrolló entre finales del año 2016 y el primer semestre de 2017. Los principales componentes de este modelo son:

- i. Metodología para la identificación, evaluación y valoración de los riesgos
- ii. Identificar los riesgos estratégicos, regulatorios y jurídicos, de mercado y operacionales
- iii. Construir el mapa de riesgos
- iv. Construir las matrices de riesgos de los diferentes procesos operativos de la institución.
- v. Identificar las medidas de administración de riesgos y los responsables de ejecutarlas
- vi. Índices de la gestión de riesgos.

Se cuenta con un esquema de gobernanza organizacional y se han definido los roles y responsabilidades para el cumplimiento de las acciones que permiten gestionar y tratar los riesgos en los procesos centrales, estratégicos y de soporte. El Sistema de Gestión Integral de Riesgos se ha integrado al Sistema de Gestión de la Calidad acorde al enfoque de riesgo en los procesos de la norma ISO 9001:2015.

M. DESARROLLAR E IMPLEMENTAR UN PROCESO QUE PERMITA LA GESTIÓN EFECTIVA DEL PLAN ESTRATÉGICO

OBJETIVO

Diseñar e implementar herramientas para la planificación, monitoreo y control del Plan Estratégico 2015-2019.

BENEFICIOS

El EOR cuenta con un Plan Estratégico que le permite crear las condiciones y estar preparado para afrontar los retos que representa la evolución del MER y de esa manera ejercer un rol efectivo en sus funciones y responsabilidades, así como también avanzar en la consecución de su visión de operador de clase mundial. Contar con este Plan le ha permitido al Ente Operador Regional establecer un modelo de gobernanza robusto que, además, facilita el despliegue y gestión de la estrategia institucional y avanzar en la ejecución de las iniciativas estratégicas.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS

El desarrollo del Plan Estratégico del EOR para el 2015-2019 se completó a inicios del 2015, a través de él la institución definió su visión, misión y valores, como marco estratégico para luego definir sus temas, objetivos e iniciativas estratégicas a desarrollar en el quinquenio, como medios para que el EOR avance en su evolución institucional y que a su vez le permita avanzar hacia la visión propuesta de "ser un Ente Operador de clase mundial".

N. DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DEL CÓDIGO DE BUEN GOBIERNO

OBJETIVO

Desarrollar e implementar un Código de Buen Gobierno que contenga el esquema de toma de decisiones, marco de actuación, misión, valores, código de ética, direccionamiento estratégico, gestión de la información, gestión de riesgos, gestión del talento humano, atención al cliente, conflictos de interés y sistema de control interno.

BENEFICIOS

El Ente Operador Regional cuenta con un modelo de gobernanza corporativo robusto a través del cual el liderazgo del EOR acuerda y hace explícitas a todas sus partes interesadas pautas y estándares fundamentales de su gobierno corporativo y, a su vez, establece un conjunto de acciones y compromisos para fortalecer la gobernanza de la institución. Lo anterior permite dinamizar la gestión estratégica, técnica y operativa en una misma dirección, contribuyendo de esta manera a ge-

nerar condiciones institucionales idóneas que impactan en una efectiva gestión de las funciones y responsabilidades del EOR en la operación y administración del MER.

PRINCIPALES ACCIONES REALIZADAS

Para llevar a cabo este proyecto, en el año 2015, el EOR gestionó la cooperación técnica no reembolsable de la Iniciativa Regional de USAID de Energía Limpia para la elaboración del Código de Buen Gobierno.

El Código de Buen Gobierno del EOR clarifica e introduce pautas, criterios y estándares de gobierno corporativo, relativos a:

- i. Liderar la organización, acordando sobre su misión, visión, valores, formulación de su plan estratégico y su forma de implementación, monitoreo y evaluación.
- ii. Establecer con claridad el marco de actuación de manera que todos los miembros de la institución lo tengan siempre presente en el ejercicio de sus funciones.
- iii. Trabajar en forma efectiva, asegurando que sus órganos de gobierno, sus integrantes y su equipo ejecutivo tengan claro su rol, mandato y las responsabilidades que le han sido delegadas, permitiendo un eficaz esquema de toma de decisiones.
- iv. Ejercer el control sobre la organización, incluyendo un robusto contralor financiero, legal y regulatorio, y la gestión y mitigación de los riesgos críticos.
- v. Ser transparentes y responsables frente a todas las partes que tienen un legítimo interés en el trabajo y funciones del EOR.
- vi. Demostrar integridad en su accionar, por medio de pautas que orienten conductas honestas, justas e independientes, y un adecuado manejo de los conflictos de interés, que protejan y promuevan la reputación de la organización.
- vii. Administrar adecuadamente el talento humano, de manera que se evite la fuga de talento valioso para la institución.

La elaboración y aprobación del código se completó en el año 2016 y desde entonces se han realizado las acciones para la implementación de los procesos, metodologías y procedimientos establecidos en el mismo, tales como:

- Socialización del Código de buen Gobierno como uno de los instrumentos que conforman la gobernanza institucional
- Elaboración y aprobación del Reglamento del Organización y Funciones del EOR
- Elaboración y aprobación de disposiciones administrativas y financieras institucionales
- Implementación de un modelo de contraloría interna.
- Se alinearon los Planes Anuales Operativos (PAOs) al Plan Estratégico, mediante la incorporación de las iniciativas estratégicas en los mismos.
- Se han implementado mecanismos de control y seguimiento del Plan Estratégico 2015-2019
- Se llevó a cabo un análisis y Realineamiento Estratégico Organizacional
- Se han elaborado y ejecutado planes de acción para atender las recomendaciones de auditorías técnicas, presupuestarias y financieras.
- Elaboración, socialización e implementación del Código de Conducta del EOR, a todos los colaboradores del EOR.

0 Adquisición e implementación de Sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP)

OBJETIVO

Identificar e implementar una solución de negocio integral computarizada que le permita al EOR llevar un mejor control y seguimiento de los procesos administrativos, financieros, presupuestos, compras y recursos humanos, para una mejor gestión de los recursos de la institución.

BENEFICIOS

El EOR cuenta con una solución de negocio que le permite mayor trazabilidad en los procesos administrativos, financieros, presupuestos, compras y recursos humanos y, que a la vez, agiliza sus operaciones y cuenta con información en línea, para el soporte a la administración en la toma de decisiones; garantizándole además la seguridad, oportunidad y confiabilidad de toda la información de EOR, así como también mejora el control interno y transparencia en dichos procesos, haciendo un mejor uso y optimización de los recursos.

P. ELABORACIÓN Y APROBACIÓN DEL REGLAMENTO DE ORGANIZACIÓN Y FUNCIONES (ROF) DEL EOR

Con el propósito de fortalecer el modelo de gobernanza corporativa del EOR a partir de enero 2017, el EOR cuenta con un Reglamento de Organización y Funciones, por medio del cual la Junta Directiva del EOR asigna las atribuciones de gestión administrativa y técnica ordinaria que desempeña la Dirección Ejecutiva, y las respectivas gerencias y coordinaciones de áreas bajo su supervisión. Lo anterior permite robustecer la delegación y toma de decisiones en cada uno de los ámbitos, dinamizando de esta manera la gestión interna y externa de la institución.

Q. REALINEAMIENTO ESTRATÉGICO ORGANIZACIONAL

Como resultado del proceso de Realineamiento Estratégico Organizacional que el EOR ha implementado, se identificó la necesidad de contar con una Gerencia de Desarrollo Corporativo (GDC) como complemento estratégico y de gestión para las áreas de negocio de la institución, logrando con ello equilibrio organizacional entre lo técnico y lo estratégico, permitiendo focalizar esfuerzos de manera armonizada y en una misma dirección, logrando mayor impacto en la gestión del EOR.

Este modelo de Realineamiento Organizacional fue aprobado por la Junta de Directores del EOR, y a partir del mes de mayo de 2017 se conformó la GDC, con lo cual el EOR refuerza su estructura organizativa para afrontar los nuevos retos que presenta el MER a la institución.

La Gerencia de Desarrollo Corporativo es la responsable de liderar, coordinar y promover procesos que permitan la integración y consolidación de esfuerzos en una misma dirección de las áreas vinculadas a la gestión estratégica y de calidad, gestión de proyectos, gestión de cooperación y administración, que de manera armonizada y con una visión común generen condiciones institucionales idóneas para la funcionalidad efectiva y de calidad de las áreas de negocio; asimismo, de gestionar acciones con otros actores claves que contribuyen a la consecución de los objetivos propuestos por el EOR, logrando con ello impactos positivos en la operación y administración del MER.

OTROS PROYECTOS Y PROCESOS EN EJECUCIÓN CON AVANCES IMPORTANTES

a. Implementar el Cálculo de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) en el SER, de una forma más dinámica y con mayor frecuencia.

Durante el año 2017, se fortaleció la estructura organizacional de la Coordinación Técnica de Seguridad Operativa del EOR, con la contratación de un ingeniero especialista en seguridad operativa, el cual dará seguimiento a la ejecución del proyecto: "Desarrollo de una plataforma computacional integrada de administración de bases de datos, ejecución de simulaciones y cálculos, así como el ordenamiento de los reportes de resultados, la cual de aquí en adelante se llamará "Plataforma de cálculos MCTP".

Adicionalmente se realizó la elaboración los Términos de Referencia (TdR), para el desarrollo de la "Plataforma de cálculos MCTP", los cuales fueron desarrollados mediante un proceso de consulta participativa con los OS/OM y la CRIE. Asimismo, se llevó a cabo el proceso de licitación pública internacional LP-2017-001 para la Contratación de la Consultoría para el Desarrollo de la Plataforma de Cálculo de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) en el SER, con Periodicidad Mensual".

A finales del año 2017, el EOR gestionó ante la CRIE el financiamiento necesario para proceder con la adjudicación de la consultoría en el año 2018 a la empresa consultora Estudios Eléctricos S.A y se iniciaron los trabajos para el desarrollo de la "Plataforma de cálculo MCTP".

Durante el periodo de abril a diciembre 2018 se llevó a cabo el desarrollo de la plataforma tecnológica de cálculo de la MCTP, el cual fue coordinado entre la empresa consultora, el EOR y los OS/OM

b. Consultorías para la ejecución y supervisión de pruebas y ensayos de campo a equipos de control de centrales de generación del SER y estudio de pequeña señal.

La Coordinación de Seguridad Operativa, en coordinación con la Comisión de Evaluación de ofertas, realizó los procesos de Licitación pública internacional LP-EOR-02-2016 y LP-EOR-03-2016, para la ejecución de las pruebas de campo a las unidades generadoras y cálculo de ajustes a los parámetros de los sistemas de control, y para la supervisión de dichas actividades respectivamente.

La Consultoría LP-EOR-02-2016 se adjudicó a la asociación de Estudios Energéticos Consultores-Instituto Politécnico Nacional (EEC-IPN) y la consultoría LP-EOR-03-2016 a la Fundación Universidad Nacional de San Juan (FUUNSAJ).

Se coordinó con los OS/OM, Agentes Generadores involucrados, EEC-IPN y FUUNSAJ la programación de actividades para la Consultoría, así como para la ejecución de las pruebas y ensayos de campo a las unidades generadoras incluidas en la Etapa I de las consultorías.

En el periodo 2017-2018 se realizaron pruebas y ensayos de campo en 32 unidades de generación de 12 centrales distribuidas en cuatro países: Costa Rica, Panamá, Nicaragua y Honduras, y la obtención de modelos homologados de los generadores y sus sistemas de control para las unidades ensayadas.

Asimismo, durante el segundo semestre del año 2018, se coordinó con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México el suministro de la Base de Datos del Sistema Eléctrico de México en formato DSATools, para el estudio de pequeña señal que comprende la Etapa II de la Consultoría.

c. Desarrollo del enfoque de atención a clientes y aliados estratégicos

A partir de la Política de Atención al Cliente aprobada por la Junta Directiva del EOR, durante el año 2017, se desarrolló el enfoque estratégico para la atención y servicio al cliente, mediante la identificación y diseño de instrumentos que per-

mitan crear condiciones institucionales que fortalezcan la gestión interna, la cual impacta directamente al cliente. Asimismo, se ha trabajado en la identificación de los recursos necesarios que permitan implementar las acciones que abarcan tanto el ámbito interno como el externo de la institución.

Como parte de los compromisos que el EOR tiene derivados del Informe de Auditoría Técnica que la CRIE realizó a través de la Fundación Universidad Nacional de San Juan, la cual incluyó el tema de Atención y Servicio al Cliente, se realizaron entrevistas con dos OS/OM y dos Agentes del MER, como muestra de la Atención que el EOR tiene con sus clientes. Al respecto, el EOR, durante el 2017, ha preparado el respectivo plan de acción el cual ha sido presentado y aprobado por su Junta Directiva, y se espera en el 2018 que el EOR esté trabajando en crear mecanismos internos que fortalezcan a la institución internamente con los procesos que ésta genera y que impactan en una atención de calidad al cliente.

En 2016, para darle mayor impulso y promover un mayor acercamiento con nuestros clientes y aliados estratégicos, se creó la coordinación de Comunicaciones Institucionales, que tiene como tarea principal ejecutar y brindar seguimiento al Plan Estratégico de Comunicaciones.

d. Consultoría Implementación del Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) del EOR basado en la norma internacional ISO 9001:2015

OBJETIVO

Brindar toda la asesoría necesaria relacionada con el diagnóstico, diseño, desarrollo e implementación de un Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) basado en estándares internacionales ISO, y específicamente la certificación en la Norma ISO 9001-2015.

BENEFICIOS

El Mapa Estratégico institucional del EOR 2015-2019 establece la excelencia en la ejecución de los procesos claves. Uno de los temas estratégicos es mejorar la gestión del MER y en esta misma línea uno de sus objetivos estratégicos consiste en obtener certificaciones de procesos bajo estándares internacionales, permitiendo a la organización mejorar la efectividad en la gestión de los procesos, así como fortalecer



y asegurar la calidad en el servicio que presta a las partes interesadas: los OS/OM, agentes del mercado, instituciones regionales y nacionales, colaboradores, gobiernos y a los habitantes de América Central.

Esta norma internacional permite a una organización utilizar el enfoque por procesos, en conjunto con el ciclo PHVA (Planificar, Hacer, Verificar y Actuar) y el pensamiento basado en riesgos, para alinear o integrar su sistema de gestión de la calidad con los requisitos de otras normas de sistemas de gestión. También promueve la adopción de un enfoque por procesos al desarrollar e implementar la eficacia de un sistema de gestión de la calidad para aumentar la satisfacción del cliente.

Más detalle sobre los beneficios a alcanzar con la implementación de un Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001-2015 es el siguiente:

- La institucionalidad del MER se fortalece al contar con procesos técnicos y comerciales óptimos debidamente certificados, que brinden la certeza y transparencia a los diferentes actores del mercado.
- Optimizar los recursos financieros y humanos, al contar con procesos certificados por normas internacionales.
- Agilidad en los tiempos de ejecución y respuesta de los diferentes procesos técnicos y comerciales que el EOR lleva a cabo como operador y administrador del MER.
- Posicionamiento de la institución como un operador de mercado que realiza sus funciones y responsabilidades bajo normas internacionales de calidad, avanzando de esta manera en el logro de su visión de ser un operador de clase mundial.

PRINCIPALES ACCIONES

- Realizar un Diagnóstico detallado del estado actual del sistema de gestión del EOR con el objetivo de alcanzar la certificación;
- Formular una estrategia para la definición, documentación e implementación de un SGC según la Norma ISO 9001-2015 a la medida de las necesidades y requisitos del EOR para alcanzar la certificación;
- Elaborar un plan de trabajo detallado (acciones, responsables, cronogramas, recursos) para diseñar, implementar, documentar y alcanzar la certificación

ción según el plazo determinado para la presente consultoría incluyendo la estrategia señalada en el punto anterior;

- Revisión en conjunto del plan de trabajo señalado en el punto anterior el cual será presentado por la Firma Consultora o El Consultor y aprobado por el equipo técnico delegado del EOR;
- Capacitar al personal del EOR a través de la adquisición de conocimientos y desarrollo de habilidades para implementar, mantener y mejorar el SGC. Se deberán desarrollar capacitaciones, talleres teórico - prácticos y seminarios informativos en los diferentes niveles de organización del EOR;
- Asesorar al personal del EOR en la elaboración de la información documentada exigida por la norma ISO 9001-2015, su control y despliegue.
- Formulación del Marco Estratégico del SGC y su despliegue en conjunto con el EOR: establecimiento de la política y objetivos de calidad;
- Apoyar al EOR en la divulgación de los documentos del SGC y su correspondiente implementación con el objetivo de sensibilizar al personal. Realizar al menos 3 talleres de divulgación entre los empleados del EOR;
- Formar y entrenar con las competencias requeridas a los auditores que sean necesarios para realizar las auditorías internas del SGC;
- Programar y ejecutar al menos dos auditorías internas de la calidad del SGC antes de la auditoría de certificación de tercera parte;
- Ajuste de resultados y modificación de actividades según las auditorías internas, así como el ajuste y consolidación de la información y el seguimiento de cierre de no conformidades y verificación de reincidencias;
- Apoyar al EOR en la elaboración de los términos de referencia para la contratación del ente certificador y la negociación correspondiente para la selección.

A diciembre de 2018 se continúa trabajando en el desarrollo de la información documentada relacionada con los procesos del EOR, se ha capacitado a todo el personal en el conocimiento de la norma ISO 9001:2015 y se ha capacitado a los líderes de los procesos en teoría de procesos y procedimientos. Se han elaborado los instrumentos que mandata la norma que permite dar cumplimiento al requisito de la misma en material de comprensión del contexto de la organización, partes interesadas, enfoque de procesos y de riesgos, planificación, operación, liderazgo y mejora continua.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO

GESTIÓN DE COOPERACIÓN TÉCNICA NO REEMBOLSABLE 6.





GESTIÓN DE COOPERACIÓN TÉCNICA NO REEMBOLSABLE

En el marco de la Cooperación Técnica, el tema de la integración regional en América Central en especial el eje de energía eléctrica, es un tema de interés que está dentro de las líneas de cooperación de las instituciones quienes buscan fortalecer tanto a las instituciones nacionales y regionales participantes en el MER, como también contribuir a fortalecer sus marcos legales que permitan dinamizar la gestión integral del MER; asimismo, avanzar en acciones que permitan la incorporación de nuevas fuentes de energía en el sistema eléctrico regional.

En ese contexto, las oportunidades de cooperación técnica para el MER han estado presentes por el lado de diversos organismos internacionales, y su aprovechamiento por parte de las instituciones participantes en el MER, está en función del grado de gestión que éstas lleven a cabo, así como de las necesidades que identifiquen en el marco de sus funciones. Es por ello que el EOR, como institución regional responsable de la operación del SER y administración del MER, se ha propuesto fortalecer la relación y gestión de cooperación técnica ante los diferentes organismos de cooperación internacional, que contemplen en sus líneas acciones vinculadas al MER, y de esa manera aprovechar oportunidades de cooperación no reembolsable y así apalancar proyectos técnicos y procesos de gestión estratégica del EOR; con los cuales se fortalece la operación técnica y comercial del MER, y que no representan cargos presupuestarios para el sistema, debido a que son realizadas a través de cooperación no reembolsable.

Por tanto, en los últimos cinco años, el EOR como resultado de la gestión que viene haciendo en el tema, se ha visto beneficiado con asistencias técnicas especializadas que han fortalecido los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

EVOLUCIÓN DE GESTIÓN DE COOPERACIÓN PARA ASISTENCIAS TÉCNICAS NO REEMBOLSABLES.

a. Estatus de Asistencias Técnicas no reembolsables

Tabla 23. Asistencias Técnicas No Reembolsables

Estatus	2014	2015	2016	2017	2018	Total
#Ejecutadas	1	1	2	5	1	10
#En ejecución					4	4
#Aprobadas y pendientes de ejecutar					3	3
#Presentadas y en espera de respuesta				3	2	5
Total						22

b. Organismos Internacionales con quienes se mantienen relaciones para Cooperación no reembolsable

Tabla 24. Organismos internacionales/ Cooperación No Reembolsable

No.	Nombre del cooperante
Cooperantes con asistencias técnicas al EOR	
1	Departamento de Estado de los Estados Unidos de América (DoS)
2	Agencia Internacional para el Desarrollo de los Estados Unidos de América (USAID)
3	Agencia de Cooperación Alemana (GIZ)
4	Banco Interamericano de Desarrollo (BID)
Cooperantes en relaciones con el EOR, para identificar cooperación	
5	Banco Mundial (BM)
6	Agencia de Energía Renovables (IRENA)
7	Sistema de la Integración Centroamericana/Taiwán
8	Otros cooperantes potenciales a contactar (JICA, UE, AECID, OLADE, Embajadas, otros interesados).

c. Impacto técnico y económico de la Cooperación no Reembolsable en el EOR y en consecuencia el MER

Como se mencionó antes, las Asistencias Técnicas no reembolsables que las instituciones internacionales de cooperación han proporcionado al EOR, en el periodo que se documenta en el presente informe, han representado un valioso aporte a la gestión del MER en 2 vías:

1. Han fortalecido y logrado mayor eficiencia en los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, a través

del desarrollo de herramientas tecnológicas complementarias a los sistemas especializados del EOR, las cuales han sido desarrolladas por consultores altamente expertos en estos temas, entre ellos, el Pacific Northwest National Laboratory (PNNL).

Asimismo, se **ha fortalecido la gestión corporativa y estratégica** a través del desarrollo de mecanismos de gobernanza corporativa y planeación estratégica con su realineamiento institucional, que han contribuido a crear condiciones institucionales acordes a la dinámica de evolución del EOR en el marco de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

2. Ahorros en el Cargo de Operación del Sistema. Se estima que los costos aproximados de cada una de las 14 asistencias técnicas brindadas al EOR en el periodo reportado, para la mejora de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER, están en el rango entre **USD50,000 a USD300,000**; no obstante, dichos costos no han sido trasladados al cargo, por ser cooperación técnica no reembolsable.

d. Portafolio de Cooperación Técnica gestionada en el periodo reportado en este Informe

• Finalizadas

Tabla 25. Cooperación técnica gestionada

No.	Iniciativa Regional de Energía Limpia de USAID	A través de	Año de finalización
1	Plan Estratégico del EOR, periodo 2015-2019	Tetra Tech	2015
2	Asistencia técnica para la Implementación de las Subastas de Derechos de Transmisión	Tetra Tech	2014
3	Desarrollo del Código de Buen Gobierno del EOR	Tetra Tech	2016
4	Realineamiento Organizacional del EOR	Tetra Tech	2016

Departamento de Estado de los Estados Unidos de América (DoS)			
5	Elaboración de Propuesta de Código de Red	PNNL	2017
6	Desarrollo de herramientas informáticas para el monitoreo de la respuesta primaria de frecuencia	PNNL	2017
7	Desarrollo de herramienta informática para el análisis de oscilaciones a partir de información proveniente de PMU's	PNNL	2017
8	Desarrollo de herramienta informática para el cálculo de requerimientos de reserva	PNNL	2017
9	Desarrollo de una propuesta de diseño de metodología presupuestaria quinquenal	Deloitte	2017
10	Estudio de máximas capacidades de Transferencia entre el Sistema Eléctrico de México y el Sistema Eléctrico Regional	PNNL	2017

• En Ejecución

No.	Departamento de Estado de los Estados Unidos de América (DoS)	A través de
11	Desarrollo de una herramienta de evaluación de reservas de balance para el día siguiente e intra-diaria (ramping and uncertainty tool)	PNNL
12	Desarrollo de una herramienta de planificación de reservas de balance, considerando la integración de generación renovable en las áreas de control, para utilizarse en la planificación anual o estacional.	PNNL
13	Identificar mejoras a los procesos técnicos y comerciales que ejecuta el EOR para el funcionamiento del MER	PNNL
14	Diseño de un modelo o esquema de operación segura y continua del EOR bajo condiciones normales y ante contingencias. Incluye entre otros, el diseño de un Plan de Continuidad considerando la Norma ISO 22301 y un Plan de Seguridad de la Información basado en la Norma ISO 27000	PNNL

No.	Cooperación Alemana (GIZ)	A través de
18	Realizar la Revisión y Diagnóstico del estado actual de Protecciones en la RTR y el SER	SIEMENS
19	Revisión de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD)	

• Aprobadas y pendientes de ejecutar

No.	Departamento de Estado de los Estados Unidos de América (DoS)	A través de
15	Evaluación y Desarrollo del Mecanismo de Reconfiguración de Derechos de Transmisión	SE/CDMER realizó un primer proceso de contratación de la consultoría, sin embargo, fue declarado desierto. Se está a la espera que SE/CDMER realice un nuevo proceso.
16	Fortalecimiento técnico al personal del EOR en la formulación, diseño, e interpretación de algoritmos de modelos matemáticos de los procesos comerciales del MER	SE/CDMER realizó un proceso para la contratación directa del consultor especialista que desarrolló los modelos matemáticos del SIIM, sin embargo, el consultor expresó limitantes para atender la consultoría de manera independiente, por estar vinculado con la empresa INDRA. Posteriormente, se gestionó directamente con INDRA la cotización de los servicios de consultoría y la SE/CDMER ha informado que se encuentra evaluando disponibilidad de fondos y elegibilidad para la contratación
Cooperación Alemana (GIZ)		Comentario
17	Apoyo de un experto en Operación de Sistemas de Potencia en Tiempo Real	Durante el primer semestre el EOR completó requisitos administrativos y adicionales solicitados por GIZ para el proceso de reclutamiento a nivel europeo del Experto por el cooperante. El 30/05/2018 GIZ informó el inicio de la publicación del concurso y nos encontramos a la espera que GIZ informe sobre el estado del proceso.

• Presentadas y en espera de respuesta

Departamento de Estado de los Estados Unidos de América (DoS)		A través de
20	Estudio de factibilidad técnica-económica de posibles alternativas de una infraestructura de transmisión que interconecte el sistema eléctrico de México con el SIEPAC	TDR remitidos al cooperante en espera de su aprobación
21	Realizar un estudio que identifique y proponga mecanismos que impulsen las inversiones de largo plazo en el MER	
22	Identificar y fortalecer áreas críticas de conocimiento especializado en temas de interés, que funcionarios del EOR deben adoptar para ejercer una gestión efectiva del MER	



Equipo de Gestión Financiera



Equipo de Gerencia Jurídica



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO

7.

**RETOS INSTITUCIONALES
PARA RESPONDER A LA
EVOLUCIÓN Y DEMANDAS
DEL MER**



RETOS INSTITUCIONALES

En un contexto donde la industria eléctrica está enfrentando una de sus mayores transformaciones desde sus inicios, se requiere que los actores vinculados directamente en el tema tengan presente y se preparen para estar vigentes ante estas transformaciones entre ellas, compromisos ambientales a escala global y la economía digital, hacen que emerjan tecnologías y prácticas que obligan a muchas industrias a realizar ajustes importantes. La incorporación de nuevos recursos energéticos para generación eléctrica, las fuentes renovables no convencionales a gran escala, las penetraciones graduales de los recursos distribuidos requieren pensar una manera alternativa de operar el sistema eléctrico regional de una forma cada vez más flexible y distribuida.

Desde su creación, el Mercado Eléctrico Regional ha venido y continuará evolucionando de manera gradual y con ello la gestión que las instituciones regionales responsables llevan a cabo para responder a los nuevos retos que la dinámica del MER les demanda. Para el caso, en el Operador Regional responsable de la operación del SER y administrador del MER, se visualizan y presentan retos importantes a considerar en el corto y mediano plazo que le permitan, en el marco de sus funciones, estar preparado para atender con eficiencia las necesidades actuales y en el corto plazo tanto del MER como también de la misma regulación regional que continuamente está ajustándose a dicha dinámica de evolución.



Grandes retos y desafíos del EOR en el marco de sus funciones, que se visualizan en el corto y mediano plazo.

Ilustración 9. Retos y desafíos del EOR a corto y mediano plazo



la Fortalecimiento de la gestión de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

En cumplimiento a lo establecido en la Regulación Regional, el EOR se ha preparado para que a partir de enero 2019 se **implementen los procesos comerciales bajo lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), sin el Procedimiento de Detalle Complementario (PDC)**, el cual estará vigente hasta el 31 de diciembre 2018. Lo anterior, representa un avance importante tanto para el MER como también para la gestión que el EOR ha venido manejando y preparando para atender lo dispuesto en dicha regulación.

Incrementar la frecuencia del cálculo de Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP), para lo cual en los últimos tres años el EOR ha venido trabajando para lograr desarrollar un modelo y herramienta informática a través de la cual el EOR, reforzando su equipo técnico de seguridad operativa,

tenga la capacidad de llegar a realizar el cálculo de dichas MCTP con un frecuencia mensual y semanal, lo que permitirá considerar para las transacciones comerciales de energía en el MER, utilizando capacidades de máximas transferencias de potencia entre áreas de control, que reproducen las condiciones de operación del SER con base en la más reciente información de cada área de control, optimizando los niveles de intercambio regional. Por lo anterior, se dinamizarán las transacciones comerciales de energía.

- En el marco de las **acciones para elevar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas en el SER**, será necesario gestionar con los actores involucrados la realización de los ajustes en campo de los sistemas de control de unidades de generación en el SER que se identifiquen durante las consultorías LP-02-2016 y LP-03-2016, las cuales han ejecutado y supervisado pruebas y ensayos de campo para la validación y homologación de los parámetros y modelos de equipos de control en unidades de generación del Sistema Eléctrico Regional (SER) y del Sistema Eléctrico de México (SEM).

- **Implementar la supervisión continua de cálculos y coordinación de los ajustes de los principales esquemas de protección de la RTR y el SER.** Revisar y diagnosticar el estado actual de los ajustes y coordinación de las protecciones y los esquemas de control suplementario (ECS) vigentes en la RTR y en el SER, con el fin de dejar implementada la Base de Datos necesaria, al mismo tiempo realizar la adquisición del software para el cálculo y coordinación de las protecciones, y la capacitación para su uso efectivo y eficiente del mismo del personal de seguridad operativa del EOR, para conformar la Base de Datos regional en dicho software. Asimismo, la conformación de una unidad especializada en la supervisión de los cálculos y coordinación de los ajustes de las principales protecciones de la RTR y del SER y los ECS vigentes y nuevos.

- **Desarrollo de la consultoría “Asesoría técnica al EOR y a los OS/OM”** para mejorar la operación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional y Esquema de Desconexión Automática de Líneas de Transmisión de Interconexión por Baja Frecuencia (EDALTIBF)”.

• **Desarrollo de estudios de planificación de mediano plazo 2020-2024 y largo plazo 2020-2029**

b. Fortalecimiento tecnológico

- **Mantener altos estándares de funcionalidad y seguridad de los servicios tecnológicos** en la conexión y operación para mantener la continuidad de los procesos comerciales del MER; por lo que requiere actualización y renovaciones de ciertos componentes de hardware y software que aseguren la funcionalidad de los diferentes procesos que lleva a cabo la institución.

- **Implementar un modelo comercial (optimizador) más robusto.** Este proyecto se encuentra alineado directamente con el tema estratégico de Mejorar la gestión del MER y el objetivo estratégico de robustecer la infraestructura y herramientas tecnológicas para contar con tecnología permanentemente actualizada, para una gestión eficiente del MER.

Específicamente, el proyecto considera la implementación de un optimizador más robusto para los modelos de optimización del Sistema Integrado de Información del MER (SIIM), con los que se realizan los procesos comerciales de Predespacho, Posdeshpacho y Subastas de Derechos de Transmisión.

- **Reposición del Sistema SCADA/EMS regional**, el cual ha alcanzado el final de su vida útil, por lo cual el EOR deberá realizar los procesos de contratación de la reposición más adecuada del sistema, que le permita contar con una herramienta tecnológica actualizada y con funcionalidades para afrontar los requerimientos que la supervisión de la operación de tiempo real del SER está demandando en la actualidad, tales como: integración de información de PMUs, análisis de oscilaciones, OTS y plataforma de contingencia.

- **Fortalecimiento del Sistema de Medición Fasorial Sincronizado Regional** para ampliar la plataforma tecnológica del SMFSR, a través de la adquisición de equipos y software para implementar el cálculo en tiempo real de los modos de oscilación y amortiguamientos, a partir de la información obtenida de los PMUs del EOR instalados en El Salvador, Honduras y Nicaragua. Adicionalmente, implementar la adquisición de datos en tiempo real de los equipos PMU de Panamá, Costa Rica y Guatemala.

- **Implementar un sistema de videollamadas entre el centro de control del EOR y los centros de control de los OS/OM para mejorar la coordinación del SER.** Instalar, configurar y poner en operación en el centro de control del EOR y de los OS/OM, equipos de videollamada los cuales cuentan con sistema de voz e intercambio de contenido visual.

- **Implementación de la comunicación centralizada IP entre el EOR y los OS/OM.** Modernizar el Sistema de Telecomunicaciones de Voz entre los Operadores de los Centros de Control EOR y cada OS/OM, reemplazando tecnología analógica con tecnología digital.

- **Reforzamiento de la Infraestructura de Seguridad y Redes.** Adquirir e instalar equipos Firewall para implementar la redundancia en la ciberseguridad y minimizar el nivel de riesgo ante fallas que puedan producirse.

- **Ampliación de la automatización de procesos técnicos y comerciales** para evitar riesgos con el procesamiento manual de información, generación de informes, integración de herramientas y desarrollos internos.

Gestión con clientes y otras partes interesadas

- **Vinculación con clientes y las otras partes interesadas.**

Brindar una atención eficiente y de calidad a los clientes del MER y partes interesadas, mediante el desarrollo de mecanismos y estrategias asociadas a la relación y gestión de canales de atención a clientes, a la entrega de servicios, a la publicación, transparencia y suministro de información y a la medición y evaluación de la satisfacción de los clientes y las otras partes interesadas.

- **Desarrollar los mecanismos** correspondientes para una adecuada implementación del Manual de Atención al Cliente y las otras partes interesadas

C. Fortalecimiento de la gestión Institucional

- **Gobernanza Corporativa**

El EOR con el propósito de organizarse adecuadamente para atender y responder a la dinámica de gestión institucional que el MER demanda ha desarrollado mecanismos de gobernanza corporativa que le permiten disponer de un marco de actualización de dirección, supervisión y operación de las funciones encomendadas al EOR; el cual establece seis ejes estratégicos de acción institucional en implementación y por implementar, en el corto y mediano plazo, a través de los planes de acción correspondientes.

Asimismo, se deberá implementar el desarrollo de mecanismos permanentes, estables y efectivos de trabajo entre las instituciones regionales que aseguren lograr los resultados estratégicos del MER (CRIE_EOR_CDMER).

También se deben desarrollar e implementar mecanismos de mejora de intercambio de información entre el EOR y los OS/OM.

- **Elaboración Plan Estratégico EOR 2020-2024**

Como parte de la gestión estratégica del EOR, a partir de los próximos meses se estará llevando a cabo la elaboración del Plan Estratégico del EOR 2020-2024, en el cual se realizará el análisis estratégico correspondiente, formulando o reafirmando la visión estratégica y el establecimiento de los objetivos, metas e indicadores estratégicos del Ente Operador Regional en el periodo 2020-2024, mediante la aplicación de las herramientas metodológicas pertinentes. Por otra parte, se tiene el reto de concluir con los proyectos e iniciativas estratégicas contempladas en el Plan Estratégico 2015-2019.

- **Implementación del SGC basado en la ISO 9001:2015 y lograr su Certificación bajo dicha norma.** Como parte del compromiso con la gestión de calidad y búsqueda de la excelencia que el EOR está implementando se tiene como propósito que, durante el 2019, el EOR contará con certificación bajo la norma ISO 9001:2015 en sus procesos claves identificados durante el desarrollo y preparación para la certificación. Con lo anterior, se estará agregando valor a la gestión y calidad de procesos en el EOR, que impactarán de manera significativa y positiva a los servicios que el cliente recibe de parte de la institución.

• Gestión del Talento Humano

- Actualización de la Política de compensación y beneficios del Talento Humano del EOR 2020-2024.
- Elaboración de una política e implementación de una metodología de planificación del recurso humano requerido por el EOR para el quinquenio 2020-2024.

• Implementación de la Metodología de Planificación Presupuestaria Quinquenal y Plan de Inversión.

A partir del 2019, dispondrá de una metodología de planificación presupuestaria de mediano plazo que le permitirá la elaboración, administración, control y liquidación del presupuesto anual del EOR, con criterios para una mayor optimización del ciclo de planificación, aprobación, ejecución y control del presupuesto del EOR. Por lo anterior, la institución tiene el reto de preparar todos los procesos, sistemas y herramientas para elaborar los planes de inversión y presupuesto para los próximos cinco años.

• **Proyecto especial: Sede definitiva de las oficinas y del centro de control principal y de respaldo del EOR.** Traslado a una ubicación definitiva de las oficinas y del Centro de Control principal del Ente Operador Regional, conforme a las recomendaciones de un estudio de factibilidad y el correspondiente Plan

de Inversiones para el traslado que deberá incluir opciones viables de ubicación definitiva de las oficinas y centro de control del Ente Operador Regional, valorando únicamente modalidades de compra de edificio y compra de terreno más la construcción de edificio.

Para el año 2019, se tiene previsto contratar los servicios de consultoría para:

- El desarrollo del diseño preliminar del complejo de infraestructura física requerida por el EOR, detallando las dimensiones de los espacios necesarios para las oficinas y centro de control principal y de respaldo del EOR, conforme a normas y estándares internacionales de diseño y construcción para estructuras de misión crítica y considerando la seguridad de su personal, de los procesos del MER, de la infraestructura tecnológica y equipos.
- Valorar las opciones de compra de terreno más construcción o compra de edificio, para la implementación del diseño preliminar de las oficinas y centro de control principal y de respaldo del EOR y presentar el plan de inversión estimado para el diseño.





ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO

ADAPTACIÓN ORGANIZACIONAL 8





ADAPTACIÓN ORGANIZACIONAL DEL EOR

Para el desarrollo eficaz de sus funciones, el EOR debe verse desde una perspectiva integral como institución estructurada y organizada de tal forma que permita una gestión ágil y adecuada para afrontar los retos actuales y futuros del MER; por tanto, el EOR ha hecho esfuerzos significativos que le han permitido evolucionar de manera integral en todas sus áreas de acción, en el marco de sus procesos técnicos y comerciales, por lo que ha venido creciendo de manera gradual y armonizada en función de las mejoras, nuevos procesos, servicios y retos que demanda la operación técnica y comercial del MER.

Como se dijo anteriormente, con la entrada en vigencia del RMER+PDC ha sido evidente la evolución de los procesos técnicos y comerciales del MER y los retos que éstos demandan para el EOR, tanto de aplicación de nuevas reglas, así como también a través de los clientes del MER identificar mejoras a dichos procesos y atención personalizada a clientes para comprensión y adaptación a los nuevos retos del MER. Por lo anterior, durante el periodo el EOR ha realizado dos procesos de realineamiento estratégico organizacional que le han *permitido visualizar las necesidades tanto de adecuación de la estructura de la organización, así como también de nuevos procesos y necesidad gradual de personal para atender demandas del MER*, en el marco de las funciones del EOR.

En consecuencia, tomando los hitos relevantes del MER que han impactado en la evolución integral del EOR, es de importancia indicar que la institución cuenta con diversidad de Talentos que han sido el elemento clave para el éxito en la evolución de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

Muchos han crecido en los conocimientos y ampliado su experiencia en las reglas del MER, y otros son talentos con amplia experiencia en el mercado que han venido a fortalecer y agregar valor a la gestión integral de la institución, en el marco de los procesos de planificación y operación técnica del SER y la gestión comercial del MER.

Finalmente, el EOR es una institución con operación crítica en el MER, por lo que es relevante cuidar el talento humano que hace posible que se lleve a cabo dicha responsabilidad institucional. En este contexto, el EOR comprometido con su talento se ha propuesto implementar un modelo de gestión del Talento Humano que impulse el desarrollo y retención del talento humano, con el propósito de **fortalecer y mantener un equipo de trabajo altamente calificado**, basado en estándares de excelencia para atender con efectividad los retos y demandas del MER, así como a los actores del mismo.



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

CAPÍTULO 9.

CONCLUSIONES





CONCLUSIONES

1. En el periodo del 2014 al 2018 la gestión del EOR ha dado respuesta a las demandas del MER, implementando el ciclo de la mejora continua de sus procesos centrales de planificación y operación del SER y de la gestión comercial del MER, así como de los procesos estratégicos y de gestión, transformándose en un ente operador de alto nivel de excelencia en la atención a los clientes del MER y otras partes interesadas con altos indicadores técnicos de disponibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación y administración del MER

2. En relación a la evolución de la gestión del EOR en el marco de la planificación y operación del SER y de la gestión comercial del MER en los últimos cinco años (2014-2018), es importante resaltar el rol y el impacto que el EOR, en el cumplimiento de sus funciones, representa para el desarrollo del MER; ya que es una institución regional que está directamente vinculada a los clientes del MER, lo que le permite la identificación de aspectos relevantes y viables para la mejora de los procesos técnicos y comerciales, los cuales gestiona ante el regulador, a través de propuestas regulatorias. Lo anterior, muestra el rol determinante del EOR en el desarrollo gradual del MER.

3. Desde el punto de vista de las mejoras en la eficiencia de los servicios que el EOR brinda a los clientes externos, durante el periodo 2014-2018 han sido impulsadas estratégicamente desde la alta dirección hasta los procesos centrales operativos de la organización.

Se reportan significativos y relevantes avances en los procesos de planificación del sistema de transmisión regional con el establecimiento de una plataforma completa para generar los estudios indicativos de largo plazo de la expansión de la generación y la transmisión y estimular de esta forma el desarrollo de proyectos de gran escala en los países.

En la operación del SER se cuenta con procesos en permanente automatización y personal técnico especializado y con mayor experiencia en la coordinación con los OS/OM; en la gestión comercial también se implementan guías y procedimientos para ordenar los procesos, se automatizan actividades generándose mayor eficiencia y eficacia en los servicios a los clientes externos y se desarrollan talleres

y eventos novedosos para capacitar y desarrollar las habilidades de los clientes agentes y OS/OM, y por último, en materia de gestión de la información los procesos se fortalecen siendo auto sostenibles en su ejecución con la experiencia del personal y la adquisición de tecnologías avanzadas para asegurar la seguridad y la disponibilidad de la información de los usuarios internos y externos del EOR, mejorando la resiliencia de la organización ante eventos severos.

4. Los principales logros del EOR durante los últimos cinco años se consideran a partir del cumplimiento de sus funciones y responsabilidades establecidas en el Tratado Marco del MER, así como en la regulación regional; realizando esfuerzos significativos que le han permitido avanzar en los objetivos y metas propuestas, con énfasis en los procesos técnicos y comerciales que contribuyen al desarrollo gradual del MER. Estos logros se presentan tanto en la planificación y operación técnica del SER y de la gestión comercial del MER, así como también en la gestión estratégica corporativa. Las herramientas informáticas para servicios especializados y las herramientas tecnológicas de la información para asegurar el servicio de la supervisión de la coordinación de la operación del SER con los OS/OM se han continuado fortaleciendo, nuevas plataformas de servicios de planificación se han generado y en materia de gestión corporativa se continua fortaleciendo el esquema de gobernanza organizacional en línea con la visión estratégica de la organización a través de reglamentos, códigos, políticas y con la adquisición de herramientas de gestión automatizadas.

5. El EOR, como institución regional responsable de la Planificación y Operación técnica del SER y de la Gestión Comercial del MER, ha fortalecido la relación y gestión de cooperación técnica con diferentes organismos internacionales que contemplan en sus líneas de cooperación temas vinculados al MER, y de esa manera aprovecha oportunidades de asistencia técnica no reembolsable y a fin de apalancar proyectos técnicos y procesos de gestión estratégica del EOR; con los cuales se fortalece la operación técnica y comercial del MER, y que no se impacte el cargo por servicio de operación del sistema, lo que representa un ahorro económico elevado para el MER y con ello a los habitantes de América Central.

6. Los retos institucionales del EOR para responder a las demandas del MER en el corto, mediano y largo plazo están enfocados en: la implementación efectiva de la Planificación del Sistema Eléctrico Regional (implementación de obras resultantes de los estudios, ampliaciones RTR, cambios regulatorios necesarios

para la implementación efectiva de dichas ampliaciones); impulsar la transformación y cultura digital en la organización; contar con una infraestructura física, principal y de respaldo adecuada, para asegurar la continuidad de los procesos técnicos y comerciales del MER (Nueva Sede y Centro de Control Regional); disponer de una plataforma tecnológica innovadora y actualizada para los procesos que ejecuta el EOR; fortalecer la cultura de atención y servicio al cliente, orientando comportamiento, compromiso, calidad y excelencia en la provisión de nuestros servicios; mecanismos efectivos que permitan mejorar las relaciones del EOR con los demás organismos regionales y otros aliados estratégicos; potenciar el Talento Humano y bienestar organizacional; y fortalecer la autonomía de la gestión financiera del EOR.

Alcanzar estas metas que serán establecidas en la próxima planificación estratégica 2020-2024 representarán para el EOR y consecuentemente para el MER, un salto de valor estratégico, contribuyendo en avanzar a la visión propuesta de ser un operador de clase mundial.

7. El EOR es una institución con operación crítica en el MER, por lo que es relevante cuidar el talento humano, quienes hacen posible que se lleve a cabo de manera adecuada dicha operación, y para esto se ha propuesto implementar un modelo de gestión que impulse el desarrollo y retención del Talento Humano, basado en estándares internacionales de excelencia, para atender con efectividad las demandas y retos del MER y sus participantes.



SITIOS DE INTERÉS



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



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



• **ODS**
Operador del Sistema
Honduras
www.ods.org.hn



• **CNDC ENATREL**
Centro Nacional de Despacho de carga
ENATREL
Nicaragua
www.cndc.org.ni



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



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



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



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



• **SICA**
Sistema de Integración Centroamericana
SICA
www.sica.int



• **BID**
Banco Interamericano de Desarrollo BID
www.iadb.org



• **CEPAL**
Empresa de Comisión Económica para América Latina y del Caribe CEPAL
www.eclac.org



• **CENACE**
Centro Nacional de Control de Energía CENACE
www.gob.mx/cenace



■ **filial de isa**
• **XM**
XC filial de ISA
Colombia
www.xm.com.co



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

www.enteoperador.org

info@enteoperador.org

Tel.: (503) 2245-9900

Col. San Benito, avenida Las Magnolias #128,
San Salvador, El Salvador, C.A.

