



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

25 MERCADO
ELÉCTRICO
REGIONAL
ANIVERSARIO

Evolución Operativa del Mercado Eléctrico Regional - MER

Ing. René González Castellón
Director Ejecutivo, EOR

Noviembre de 2021
Guatemala, Guatemala

Cronología de la evolución operativa del MER

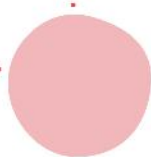
2001



Sede EOR

Selección del país Sede para la operación, administración y planificación del MER

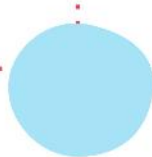
2002



RTMER

Operación del MER bajo una reglamentación transitoria

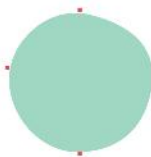
2002 –
Mayo 2006



OMCA

Unidad encargada de administrar de forma temporal el MER.

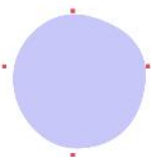
Junio 2006



EOR

Asume responsabilidad total de la operación y administración del MER.

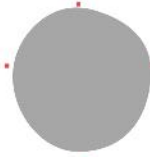
2008



SCADA/EMS

Puesta en funcionamiento del primer SCADA y EMS Regional

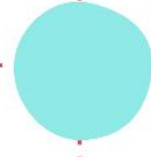
2009



CRCT

Inicio de la Supervisión y Operación en Tiempo Real 24hrs.

2009



ENLACES EXTR

Experiencia con México-Guatemala Oscilaciones Electromecánicas

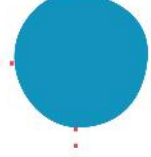
2010



SIEPAC

Puesta operación comercial **Primer tramo** línea SIEPAC.

2012



SIIM

Implementación Sistema Integrado Información (SIIM)

Cronología de la evolución operativa del MER

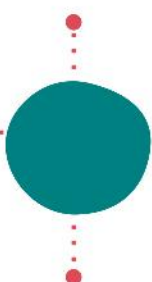
2013



RMER + PDC

Operación del MER bajo el RMER + PDC

2014



SIEPAC

Operación comercial **Último tramo** la línea SIEPAC.

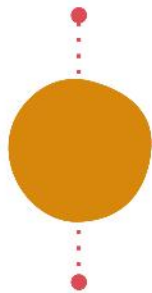
2014



ERV

Integración Masiva Energías Renovables Variables.

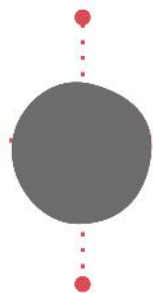
2015



DT y CF

Nuevo producto en el MER para realizar transacciones de energía: Derechos de Transmisión y Contratos Firmes

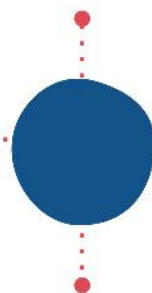
2016



MCTP

Determinación Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia en el SER.

2017



Modelo SPTR

Implementación modelo computacional del Sistema de Planificación de Transmisión Regional (SPTR)

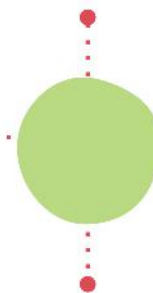
2018



Estudios SPTR

Primeros estudios de la planificación de Mediano y Largo Plazo

2019
a la fecha



RMER sin PDC

Operación del MER bajo el RMER sin PDC.

¿Qué significó la operación del MER bajo el RTMER? 2002 a mayo 2013

- Los procesos de Predespacho Regional, Conciliación de Transacciones, Facturación y Liquidación se comenzaron a realizar bajo el proyecto del OMCA (Operador del Mercado Centroamericano).
- Se conforman los comités de apoyo técnico para el EOR, por parte de los operadores nacionales.
- Se da inicio a la integración de los países que solo poseían interconexiones binacionales.
- Comienza la construcción de la infraestructura de la Línea SIEPAC y su puesta en operación comercial en 2010.
- **Los intercambios de energía entre los países era limitado**
- EOR conforma su estructura organizacional para asumir la responsabilidad total de las funciones que le establece el Tratado Marco.
- La coordinación estratégica interinstitucional entre los organismos regionales del MER, requería ser fortalecida.



EOR asume responsabilidad total de la operación del MER

2001, se realiza la primera sesión de junta directiva, donde se establecen las bases estratégicas para dar impulso y crecimiento a la institución, mediante una planificación estratégicas.

2006 EOR asume completamente la operación y administración del MER

EOR diseña e implementa diversas estrategias para la contratación de recursos humanos, así como la adquisición de infraestructura física, tecnológica y de comunicaciones en Tiempo Real, que le permitan cumplir con las funciones establecida en el Tratado Marco.

Se lleva a cabo el primer Predespacho Regional ejecutado en la infraestructura tecnológica del EOR, así como también la elaboración del DTER, la facturación y liquidación en plataforma Microsoft SQL Server adquirida por el EOR.

Se evidencia el nivel de compromiso del equipo con la ejecución de los procesos comerciales y la operación del sistema ejecutados en la plataforma tecnológica del EOR.





Supervisión y Operación en Tiempo Real 24hr

¿Qué es la operación en Tiempo Real? Operación en Tiempo Real, es el proceso continuo de coordinación y supervisión del SER bajo un esquema jerárquico, siendo el EOR responsable de la coordinación técnica del SER en el ámbito regional y en cada país las funciones de operación y maniobra las llevan a cabo los OS/OM con los Agentes nacionales.

El principal objetivo es que la operación del SER se realice con la más alta confiabilidad para el suministro de energía, dentro de los parámetros de voltaje, frecuencia y otros establecidos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del MER, tanto en estados de operación normal, de alerta o emergencia.

Lo anterior, se traduce en beneficios sociales y económicos ya que se reducen los tiempos de restablecimiento ante fallas en el Red Eléctrica y mantiene los intercambios de energía entre los Agentes del MER.

Por más de **12 años**, el SCADA ha permitido al EOR cumplir de forma continua con sus funciones de Supervisión y Coordinación del Sistema Eléctrico Regional (SER).

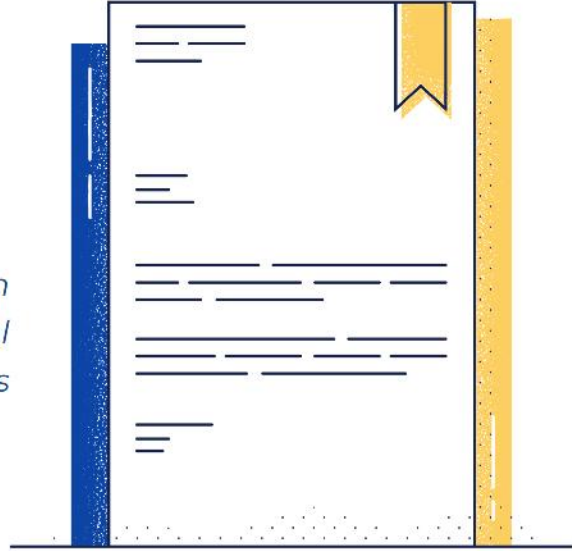
2008. A partir de la adquisición del Sistema Supervisorio de Control y Adquisición de Datos (SCADA) y el Sistema de administración de Energía (EMS); desde **2009** el EOR realiza la supervisión y coordinación con los Operadores de los países de la región (OS/OM) la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Regional (SER) **de forma continua las 24h/365d.**

Implementación del Reglamento del MER (RMER) + PDC

Logro: Con esta implementación se amplió la Red de Transmisión utilizada en el Predespacho Regional y el Posdeshpacho Regional, lo que benefició al incremento de transacciones programadas, y permitió la formación de precios ex post para la Conciliación de Desviaciones en Tiempo Real.

Contribución y beneficios en la evolución operativa del MER:

- 1 Con la entrada del RMER+PDC se incrementaron las inyecciones y retiros en el MER, registrando inyecciones por 474 GWh en el primer año de aplicación (2013) **hasta 2,651 GWh** en el 2018.
- 2 En los primeros 7 meses de implementación del RMER+PDC en el 2013, la energía inyectada en el MER representó un crecimiento del **54%** con respecto a la energía anual inyectada en el 2012.
- 3 También aumentaron los montos de Cargos Variables de Transmisión, los cuales contribuyeron al pago de la Línea SIEPAC. En consecuencia, se vieron beneficiados los Agentes (demanda de energía) debido a una reducción en los Cargos Complementarios.
- 4 La ampliación de la red de transmisión en el Predespacho Regional permitió a los Agentes autorizados ofertar en un conjunto de nodos más amplio, ya que anteriormente sólo estaban habilitados los nodos de enlace.

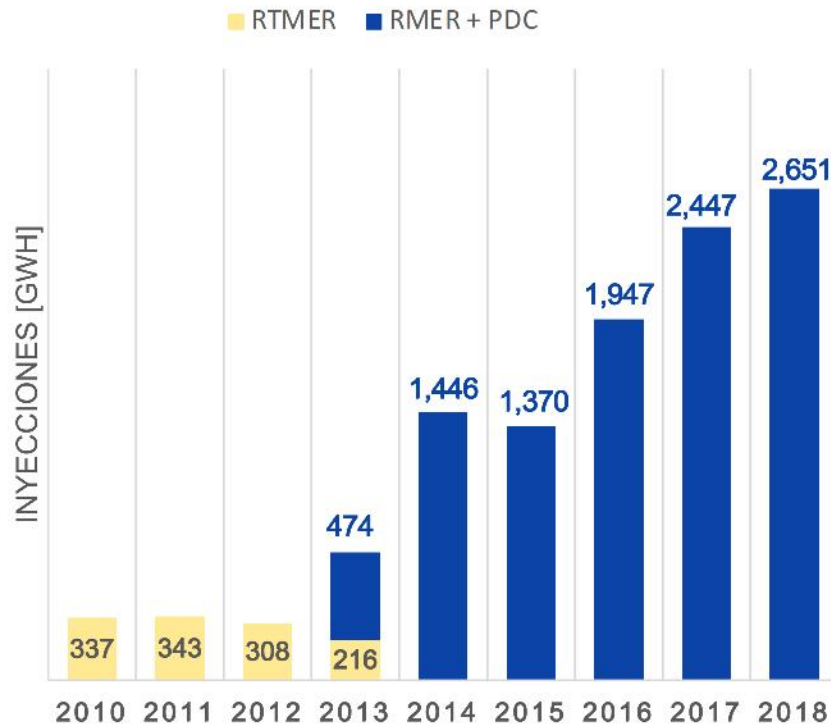


Implementación del Reglamento del MER (RMER) + PDC

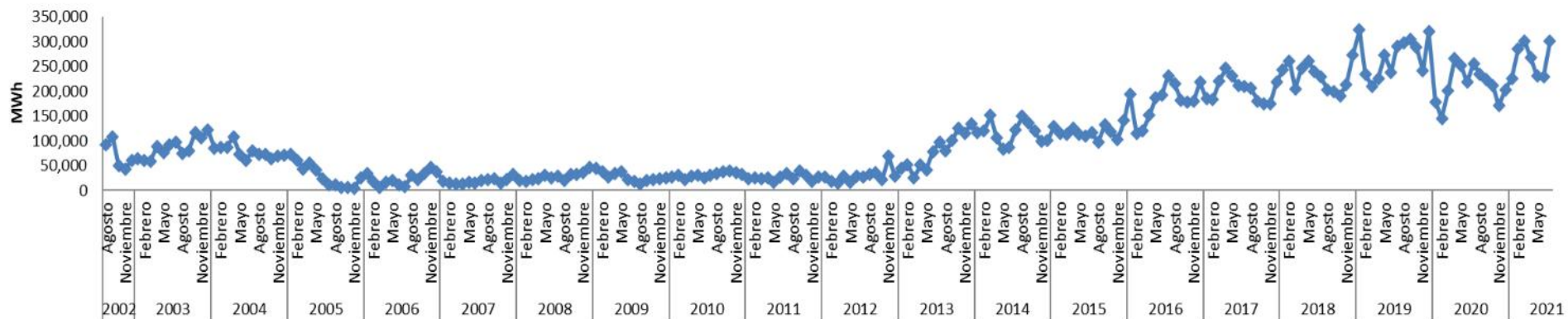
Contribución y beneficios en la evolución operativa del MER:

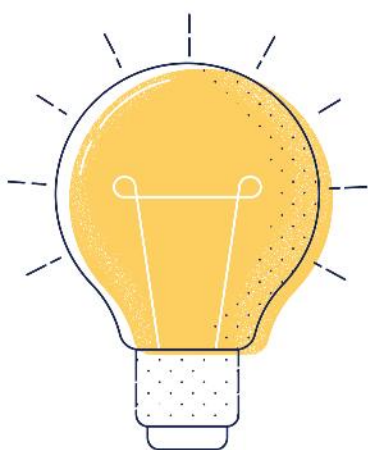
- 5 Se introdujeron nuevos instrumentos para transar energía en el MER, como son los CNFFF, CNFF, los DT y los CF.
- 6 Implementación de las mediciones comerciales de los nodos de enlace entre áreas de control, incluyendo equipos de medición comercial de transmisores nacionales y de la Línea SIEPAC, para el cálculo de las desviaciones de energía en tiempo real con respecto a la energía programada.
- 7 La ampliación de la red de transmisión en el Predespacho Regional permitió a los Agentes autorizados ofertar en un conjunto de nodos más amplio, ya que anteriormente sólo estaban habilitados los nodos de enlace.

INYECCIONES ANUALES PROGRAMADAS (2010-2018)



Historico de las Transacciones Comerciales en el MER – 2002 a 2021



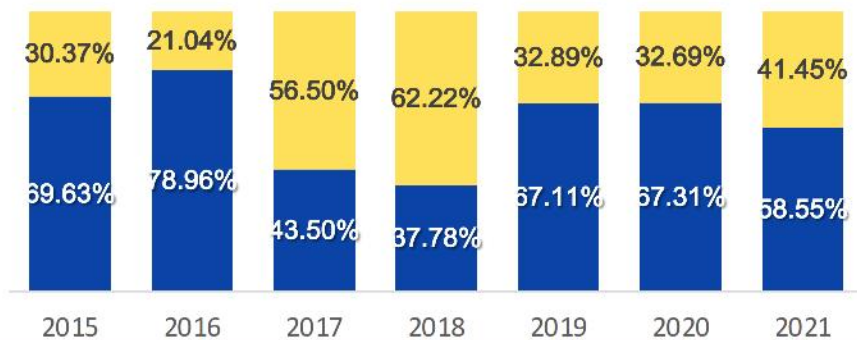


Derechos de Transmisión y Contratos Firmes

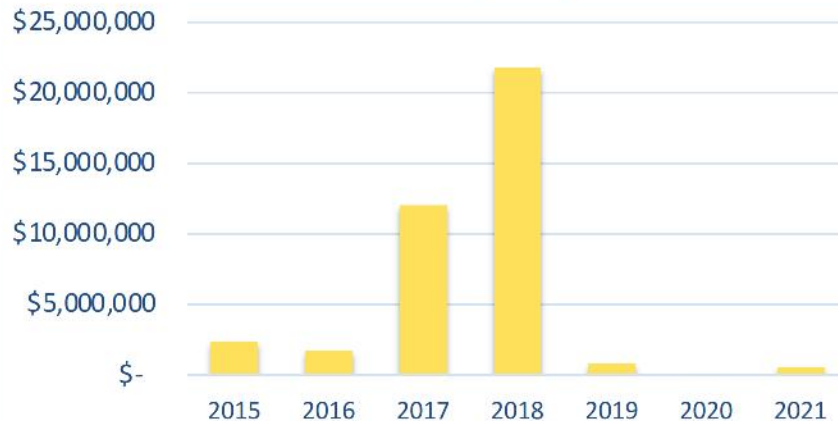
Los Derechos de Transmisión son un nuevo producto en el MER, otorgan el derecho de inyectar o retirar potencia eléctrica a través de un Contrato Firme. Además cubren el riesgo por el pago de Cargos Variables de Transmisión en un Contrato Firme, y dan prioridad de suministro en la Programación de Transacciones de Energía respecto de otras ofertas al Mercado de Oportunidad y Contratos No Firmes Físico Flexibles.

% anual Inyecciones de Contratos Firmes Vrs Total anual de Inyecciones en el MER

■ Otras transacciones ■ Contratos Firmes



Ingresos por ventas de Derechos de Transmisión (IVDT)



Experiencia en Enlaces Extraregionales y Oscilaciones Electromecánicas

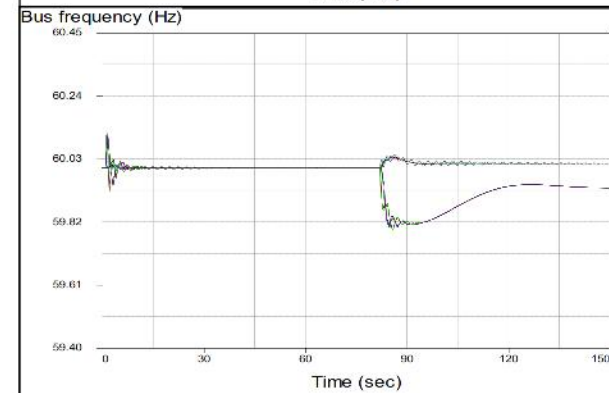
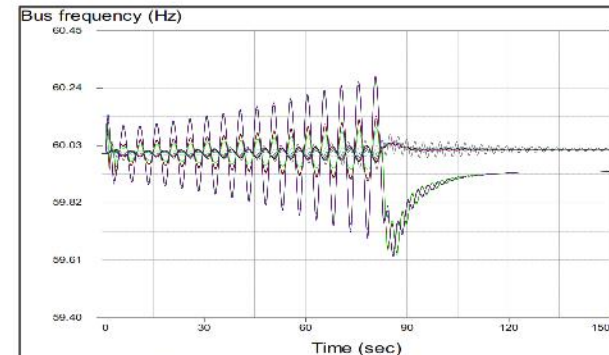


En 2009, se realizaron las pruebas para la interconexión extrarregional, entre México y el SER, quedando en operación en febrero 2010.

En los estudio eléctricos previos a la conexión, se detectó que la conexión de Centroamérica y México provocaban Oscilaciones Electromecánicas no Amortiguadas, por lo que se instalaron los Esquemas de Control Suplementarios (ECS) para desconexión automática de dicha interconexión ante la ocurrencia de dichas oscilaciones.

A partir de la revisión de la información y análisis iniciales se preparó un plan de trabajo detallado. La conexión llevo muchos años, ya que se necesitan revisar los equipos de control de los generadores en Centroamérica; tener actualizada la base de datos dinámica con los modelos de equipos de control de los generadores, debidamente homologado con pruebas de campo; obtener fondos necesarios para contratar una empresa con alta expertise que llevara a cabo los trabajos de sintonización.

- En la gráfica de abajo se muestra que las oscilaciones electromecánicas no amortiguada se atenúan con usa serie de nuevos ajustes a los equipos de control de algunos generadores en Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Simulación utilizando evento testigo del 3 de octubre de 2017.





Lecciones aprendidas

OSCILACIONES ELECTROMECAÑICAS

Es necesario mantener una base de datos dinámica que contenga los modelos de equipos de control de los generadores, debidamente homologado con pruebas de campo, de no ser así, no se podrá reproducir los eventos reales oscilatorios inter área o realizar estudios que indiquen si la entrada en operación de una nueva instalación iniciará algún modo de oscilación.

Se ha requerido tener las bases de datos con la modelación del sistema en dos software de simulación de sistemas eléctricos de potencia, para asegurar que los modelos matemáticos de los equipos de control responden similar a como lo hacen ante eventos reales

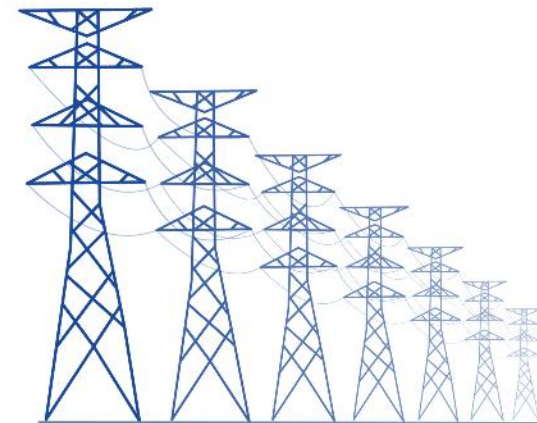
A partir de los estudios, se debe determinar ajustes a parámetros de equipos de control, modificaciones de tipos de PSS y en algunos casos instalación de equipos nuevos e implementarse, también los tiempos para realizar ajustes se deben considerar de 2 a 3 meses, en caso de renovación de equipo es mas tiempo.

Los tiempos de ejecución, desde la recolección de información de campo, realizar los estudios hasta obtener los ajustes resultantes son considerables, particularmente por la sintonización de la base de datos y homologación de los modelos de control en los software de simulación que se estén utilizando.

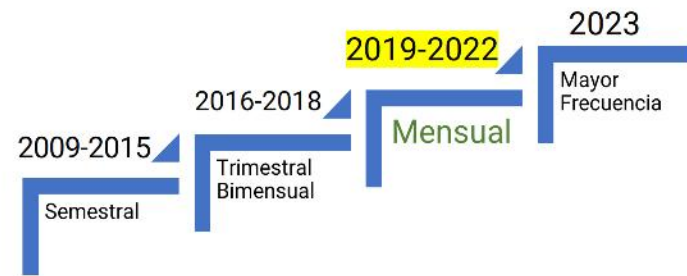
Determinación de las Máximas Capacidad de Transferencia de Potencia

El cálculo de las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia (MCTP) son de relevancia regional para la operación del SER y las transacciones comerciales de energía en el MER, y disponer de los valores más actuales, permite optimizar los intercambio de energía entre países, lo que mejora la confiabilidad y seguridad de la Red de Transmisión Regional y los precios de la energía que se transan en el MER, son menores al costo marginal en el país que se importa.

El EOR desde 2015, ha llevado a cabo diversos estudios eléctricos de flujo de carga, análisis de estabilidad transitoria y dinámica para determinar las máximas capacidades de transferencia de potencia (MCTP) entre los países de la región (incluyendo México) donde se modelan tres escenarios de demanda (mínima, media y máxima).



Evolución en la reducción del tiempo requerido para actualizar el cálculo de las MCTP de toda la región



Planificación de la Expansión de la Generación y Transmisión Regional

Desde 2012, como parte de la evolución operativa del MER, se han realizado una serie de actividades para llevar a cabo la Planificación de la Expansión de la Generación y Transmisión Regional. **¿Por qué la Planificación del Sistema Regional es un elemento decisivo en la evolución del MER?** Porque contribuye al desarrollo sostenible de la región; identifica la infraestructura existente y futura tanto nacional como regional para el crecimiento gradual del MER. Procurando que este evolucione hacia estados más competitivos. El EOR como responsable de formular el Plan de la expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, ha realizado las siguientes acciones:

2012-2014

Conformación del equipo de trabajo, integrado por 4 ingenieros con experiencia en estudios eléctricos, energéticos y económicos.

2014

levantamiento de la primera Base de Datos Regional de Largo Plazo en coordinación con los OS/OMs y Ministerios de Energía

2015-2017

Desarrollo del Modelo Computacional de la Planificación de la Transmisión Regional (SPTR)

2017

Realización de Capacitación sobre el Estado del Arte de la Planificación con el proveedor desarrollador del modelo

2018

EOR realizó los primeros estudios de la planificación de la Generación y la Transmisión Regional

Utilidad de los Resultados de la Planificación Regional

Como parte de los **6 estudios** de la Planificación regional realizados por el EOR, en los cuales se han identificado los refuerzos de transmisión necesarios para alcanzar y mantener la Capacidad Operativa de intercambio internacional mínima, puede identificarse la siguientes utilidades:

Se destaca que el sistema de Nicaragua a dado un salto importante superando las restricciones de su red de transmisión, alcanzando una capacidad de transmisión cercana a 300 MW, al haber considerado recomendaciones identificadas en el informe de Planificación Regional de 2015, elaborado por EOR junto con PNNL.



Integración de generación Energía Renovable Variable (ERV)

Incremento Acelerado ERV

A partir del **2014**, se produjo un **incremento acelerado en la integración de generación eólica y fotovoltaica** en la Red Regional, requirió una adaptación en la operación del SER, lo que incluía mejoras en la regulación regional.

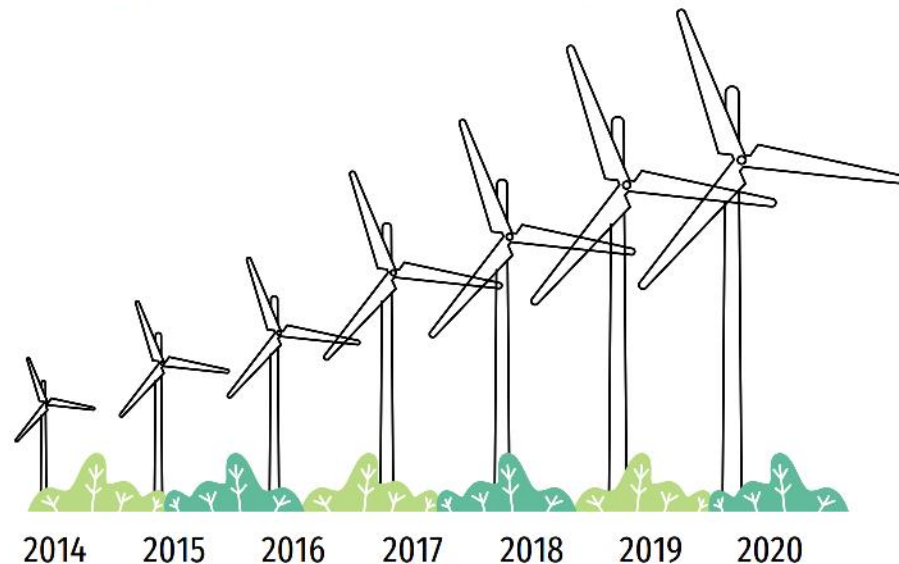
Acciones realizadas para adaptarse a las ERV

En **2017** el EOR a través de cooperación técnica con el DoS y en conjunto con el laboratorio PNNL, realizó un estudio para determinar la máxima integración de generación ERV en los países de la región, considerando los requerimientos de reservas de balance en las áreas de control.

Además, el EOR presentó a CRIE una propuesta de modificación regulatoria para incorporar al RMER los requerimientos técnicos mínimos para conexión y operación de generadores eólicos y fotovoltaicos. Esta fue aprobada en Resolución CRIE-95-2018.

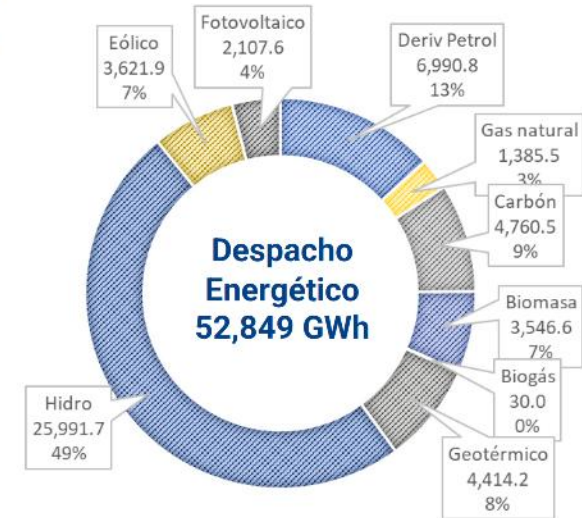
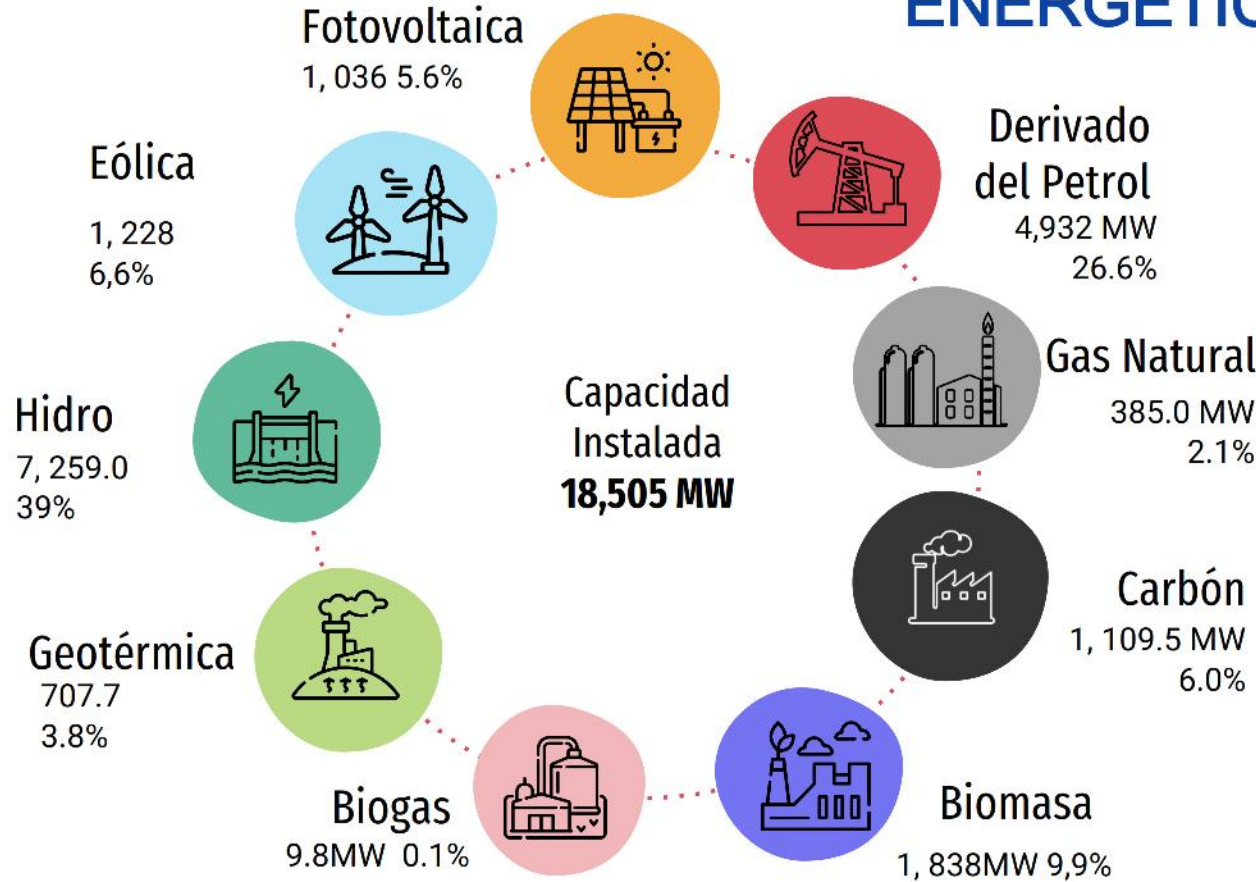
En **2018 y 2019** se realizaron capacitaciones especializadas para la realización de estudios eléctricos para la integración de generación eólica y fotovoltaica

● 599 1,415 1,611 1,883 2,063 2,064 2,264



El EOR gestionó y coordinó la implementación de diferentes herramientas computacionales para realizar los estudios técnicos respectivos. Estas herramientas fueron puestas a disposición de los OS/OM y aún se encuentran en uso para realizar estudios requeridos por el MER.

COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA REGIONAL 2020





2019 a la fecha.....

RMER sin PDC

Con la implementación del RMER sin las normas transitorias contenidas en e PDC, se ha contribuido a la consolidación de un mercado previsible y plenamente implementado.

SIMECR

Se implementó el Sistema de Medición Comercial conforme lo establecido por el RMER identificando el origen de las mediciones: principal, respaldo y compartida.

POSDESPACHO REGIONAL

Con el RMER sin PDC, el Posdespacho Regional, considera las mediciones comerciales de los nodos ubicados en la RTR; antes era solo en nodos de enlace entre áreas de control.

TRANSACCIONES DE ENERGÍA EN AUMENTO

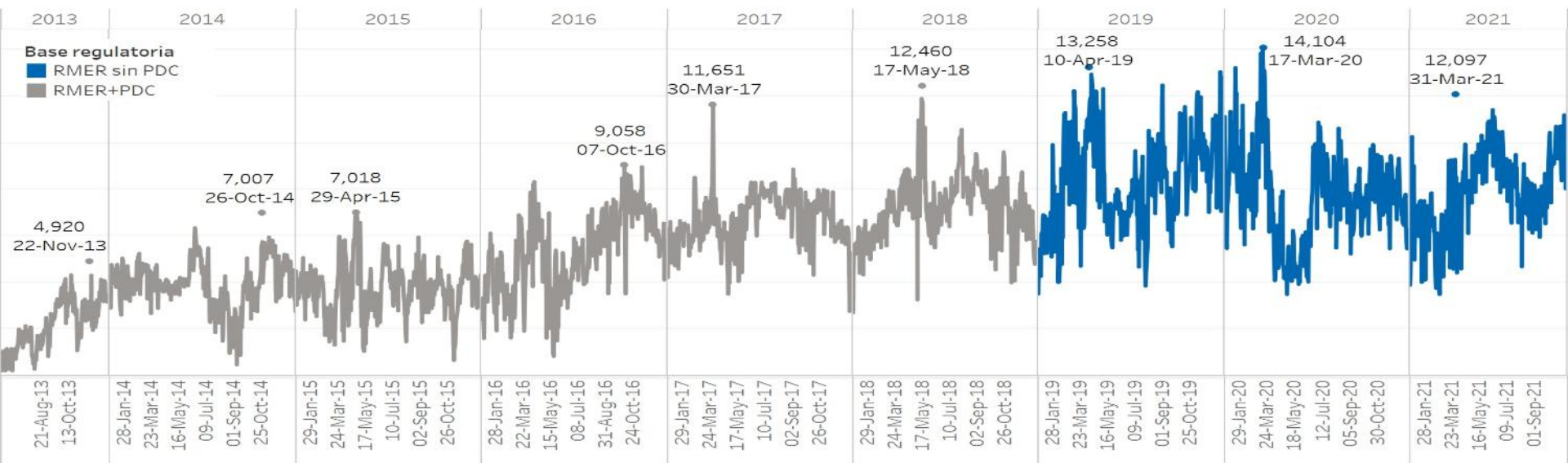
En el período del RMER sin PDC la **inyección diaria máxima** se registró en **14,104 MWh** (máxima inyección histórica).

NUEVOS AGENTES AUTORIZADOS

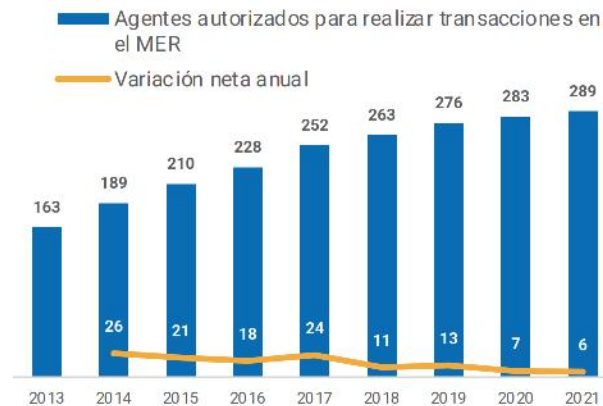
Más Agentes solicitan ser autorizados para realizar transacciones de energía en el MOR y MCR.

APLICACIÓN PLENA CCSD

Se mantiene la aplicación plena de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño, que son requisitos mínimos con los que se debe operar el SER. Se aplican multas por incumplimiento de dichos criterios..



RMER sin PDC



Componentes de Gestión Estratégica: Cooperaciones Técnicas no Reembolsables al EOR





Componentes de Gestión Estratégica: Procesos certificados con la norma internacional ISO 9001:2015



El Ente Operador Regional, dispone de un sistema de Gestión de Calidad conforme a la Norma ISO 9001:2015, que certifica los procesos de la operación del sistema de transmisión y administración del Mercado Eléctrico de América Central el cual se brinda a través de los procesos de Planificación de la Red de Transmisión Regional (RTR), coordinación de la Operación Técnica del SER, Gestión Comercial del MER, Gestión de la Información y Tecnología, Propuesta de Mejora a la operación del SER y el MER, y Gestión del Servicio al Cliente y otras partes interesadas.

El EOR cuenta con un equipo de profesionales, altamente calificado en materia de operación de mercado y gestión institucional, multicultural y diverso donde se combina el conocimiento, la experiencia e innovación, permitiendo a través del tiempo constituirnos como institución especializada en el manejo de la operación y administración del Mercado Eléctrico Regional, cumpliendo con requisitos de estándares internacionales de calidad en la gestión de sus procesos; bajo una línea estratégica que le permite transitar hacia su visión propuesta de:



“Ser un ente operador de clase mundial, reconocido por su compromiso con la innovación, la sostenibilidad y la excelencia en la integración de mercados eléctricos”