



ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

La Seguridad Operativa y Supervisión en Tiempo Real del Sistema Eléctrico Regional

Por: José Hernández, Gerente de Planificación y Operación

31.10.19 – San Pedro Sula, Honduras

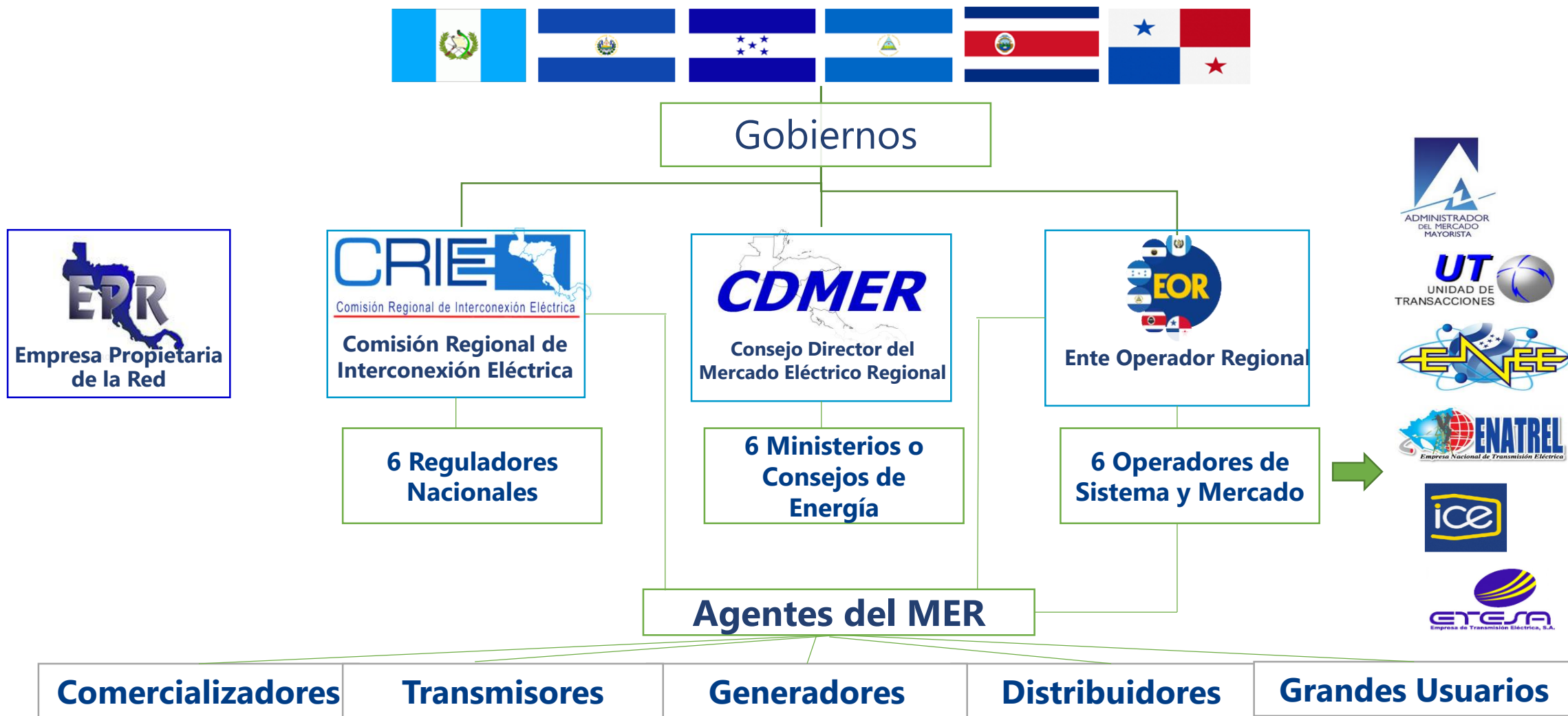
CONTENIDO



1. Estructura organizacional del MER
2. Funciones del EOR en el MER
3. Coordinación Operativa EOR y Operadores Nacionales
4. Comités Técnicos Regionales
5. El Sistema Eléctrico Regional SER
6. Proceso de operación técnica del SER
7. Requerimientos mínimos para la operación
8. Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño CCSD
9. Operación del SER en estado normal, alerta y de emergencia
10. Centro Regional de Control del SER
11. Seguridad Operativa del SER
12. Cálculo de Capacidades de Transferencia entre países del SER



Estructura organizacional del MER





Funciones del EOR en el MER

Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad.

Formular el plan de expansión indicativo de la generación y la transmisión regional, previniendo el establecimiento de márgenes regionales de reserva y ponerlo a disposición de los agentes del Mercado.

Llevar a cabo la gestión comercial de las transacciones entre agentes del Mercado.

Proponer a la CRIE los procedimientos de operación del Mercado y del uso de las redes de transmisión regional.

Apoyar, mediante el suministro de información los procesos de evolución del Mercado.

Coordinación Operativa EOR y Operadores Nacionales



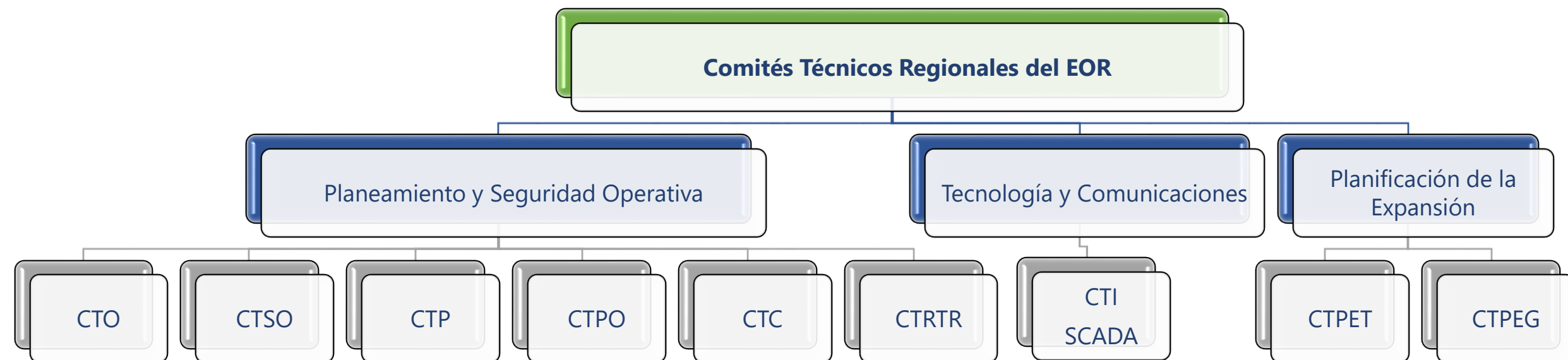
Intercambio de Información para administrar la operación en tiempo real del SER



El EOR lleva a cabo sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades en coordinación con los operadores de sistema y mercado nacionales de cada país miembro del Sistema Eléctrico de América Central.



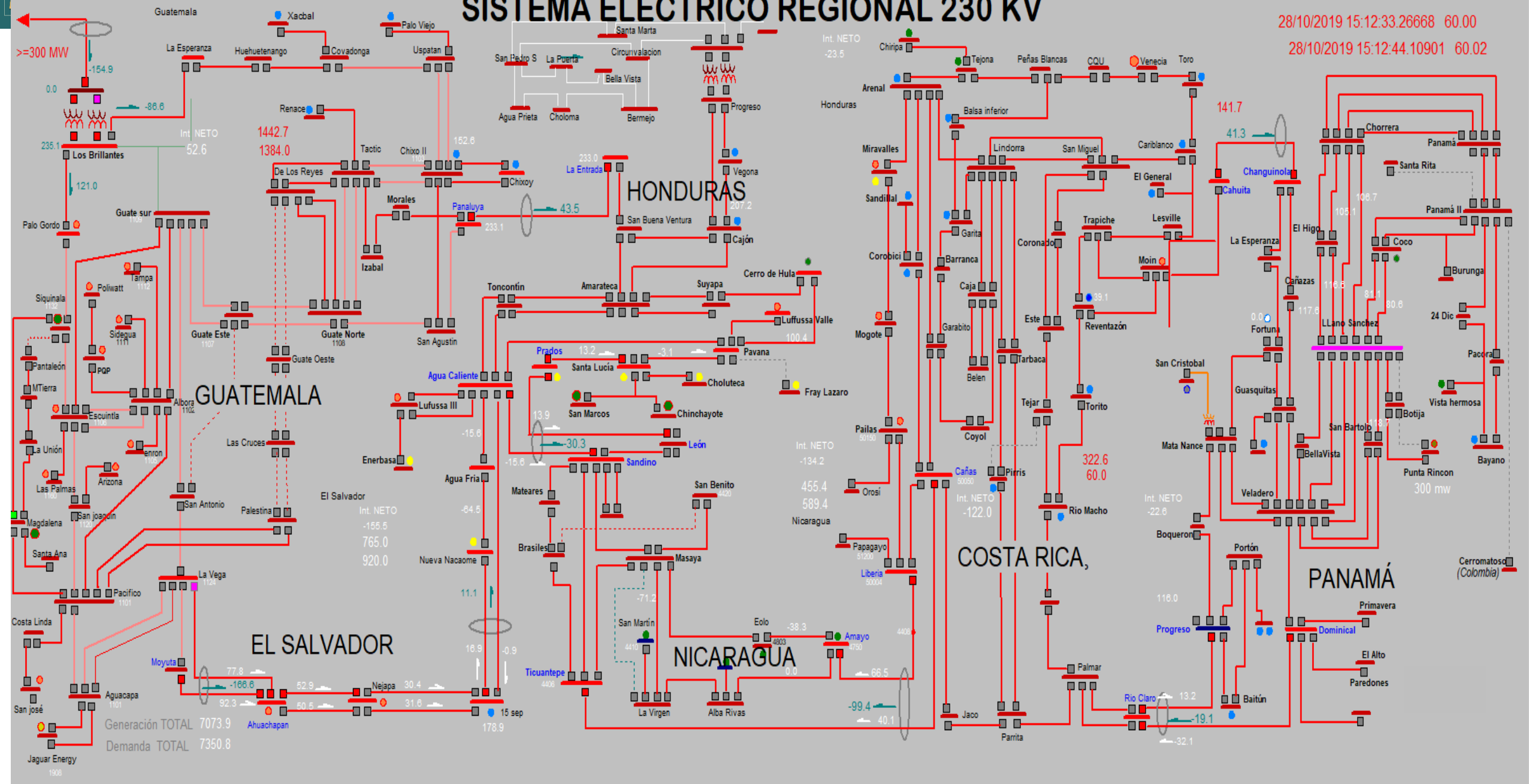
Comités Técnicos Regionales



SISTEMA ELECTRICO REGIONAL 230 KV

28/10/2019 15:12:33.26668 60.00

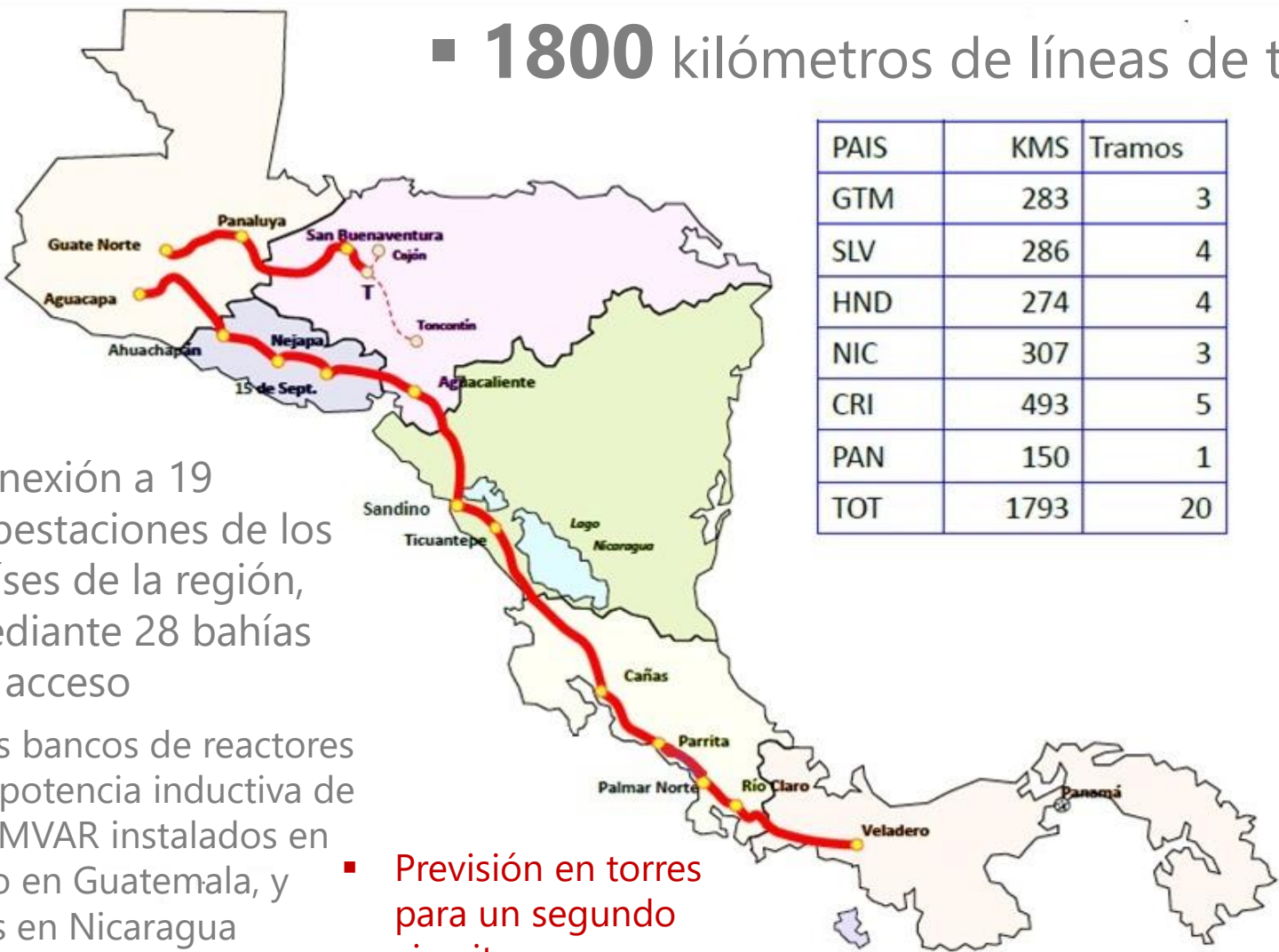
28/10/2019 15:12:44.10901 60.02





EL SIEPAC – Primer circuito

■ **1800** kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV



PAIS	KMS	Tramos
GTM	283	3
SLV	286	4
HND	274	4
NIC	307	3
CRI	493	5
PAN	150	1
TOT	1793	20

Objetivos:

Apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER)

Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

- Conexión a 19 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso
- Tres bancos de reactores de potencia inductiva de 20 MVAR instalados en uno en Guatemala, y dos en Nicaragua

■ **Previsión en torres para un segundo circuito**

Matriz Energética de América Central



Capacidad instalada por tipo de fuente energía (MW)



Hidroeléctrica



Fotovoltaica



Biomasa



Petróleo



Eólica



Carbón

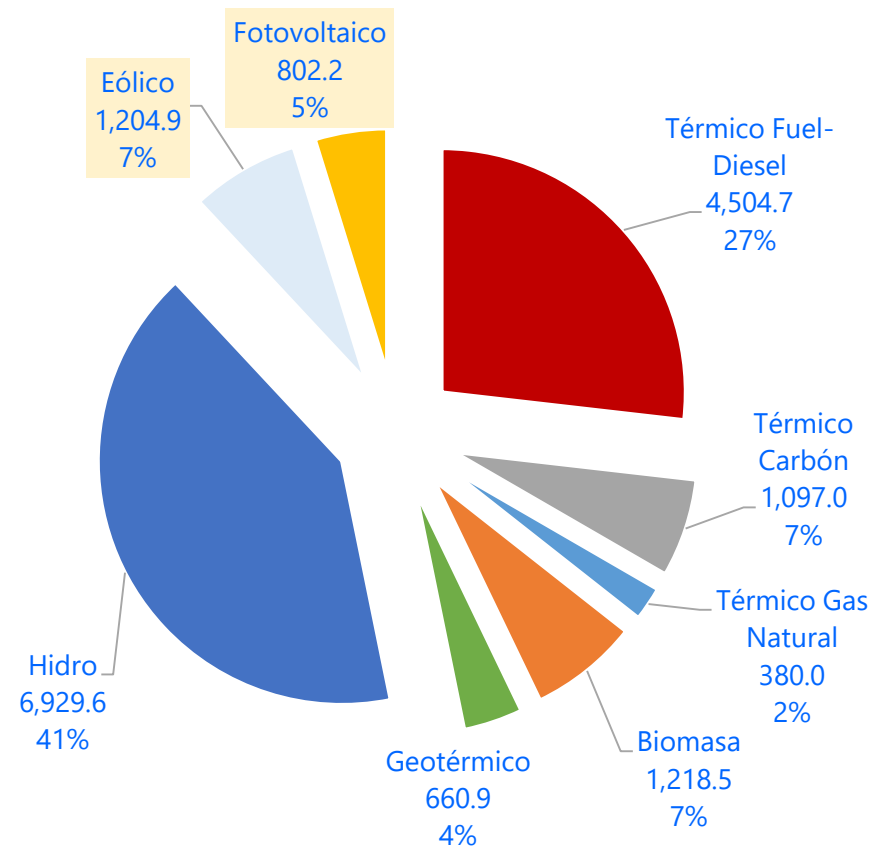


Total de capacidad instalada:

16,798 MW

ENTE OPERADOR REGIONAL DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

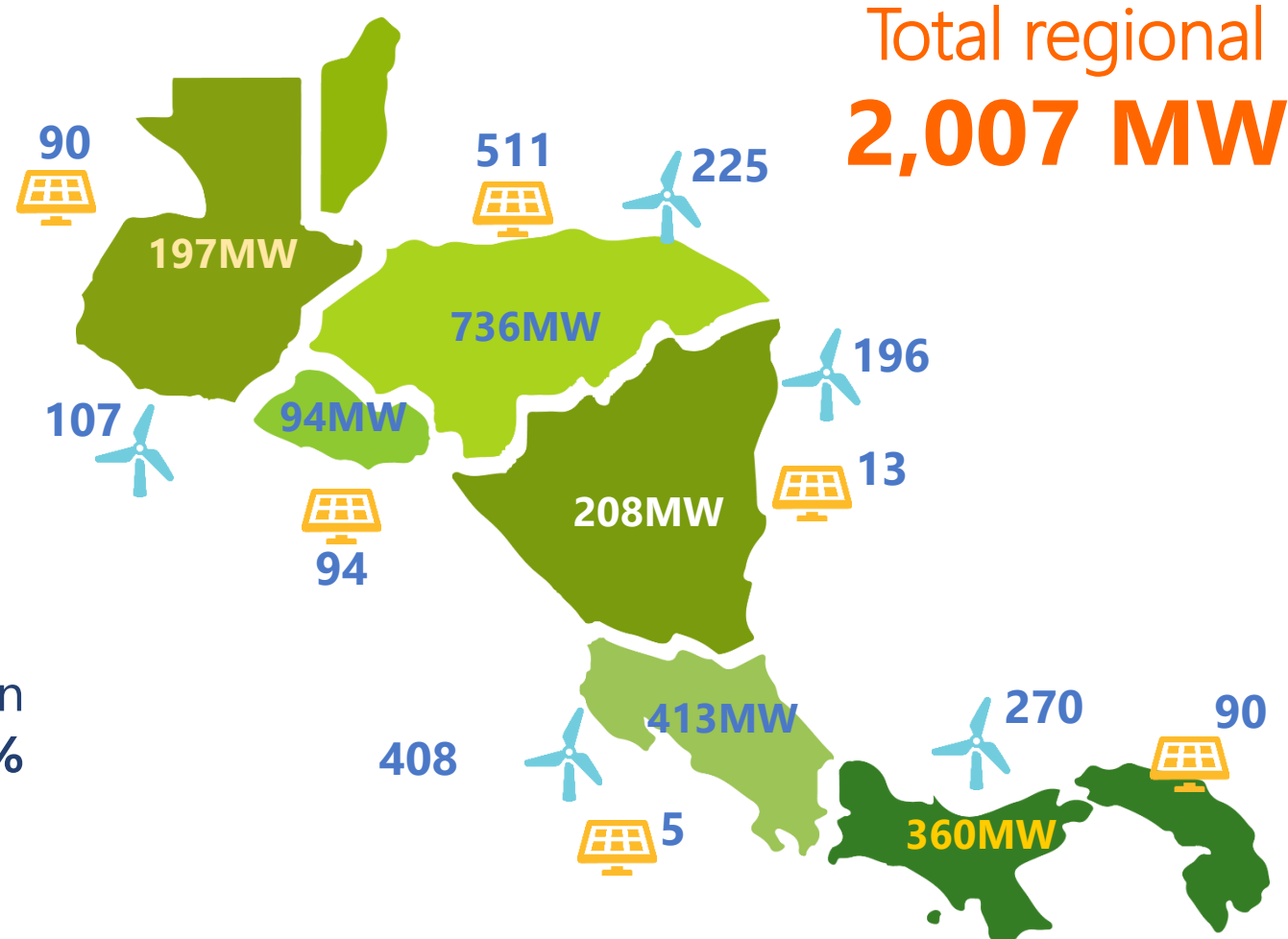
Todos los Derechos Reservados © 2019



Integración ERV en el SER

Capacidad instalada de generación eólica y fotovoltaica por país - 2019

La capacidad instalada en generación
Renovable Variable, representa el **24.5%**
de la Demanda media del SER

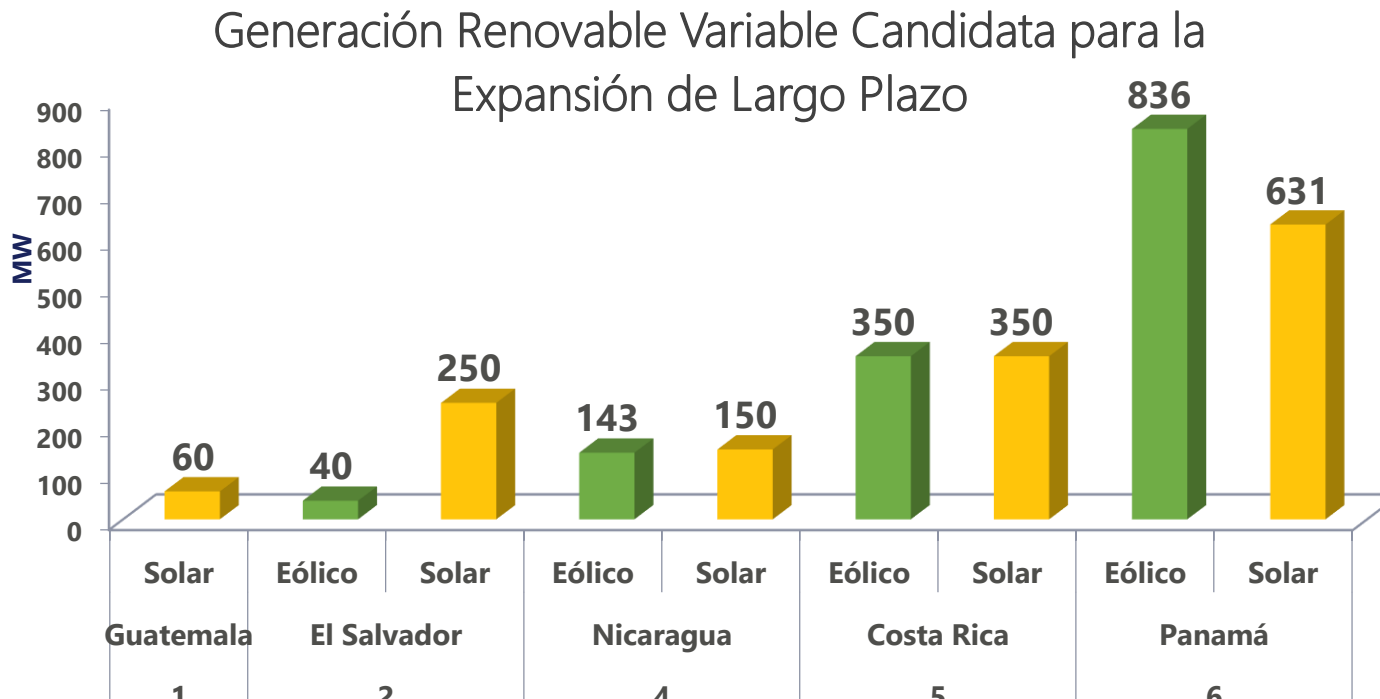


Nota: No se contabiliza en estos datos la Generación Renovable Distribuida ni los sistemas fotovoltaicos privados instalados en media o baja tensión.

Candidatos para la Expansión de Generación en el Largo Plazo



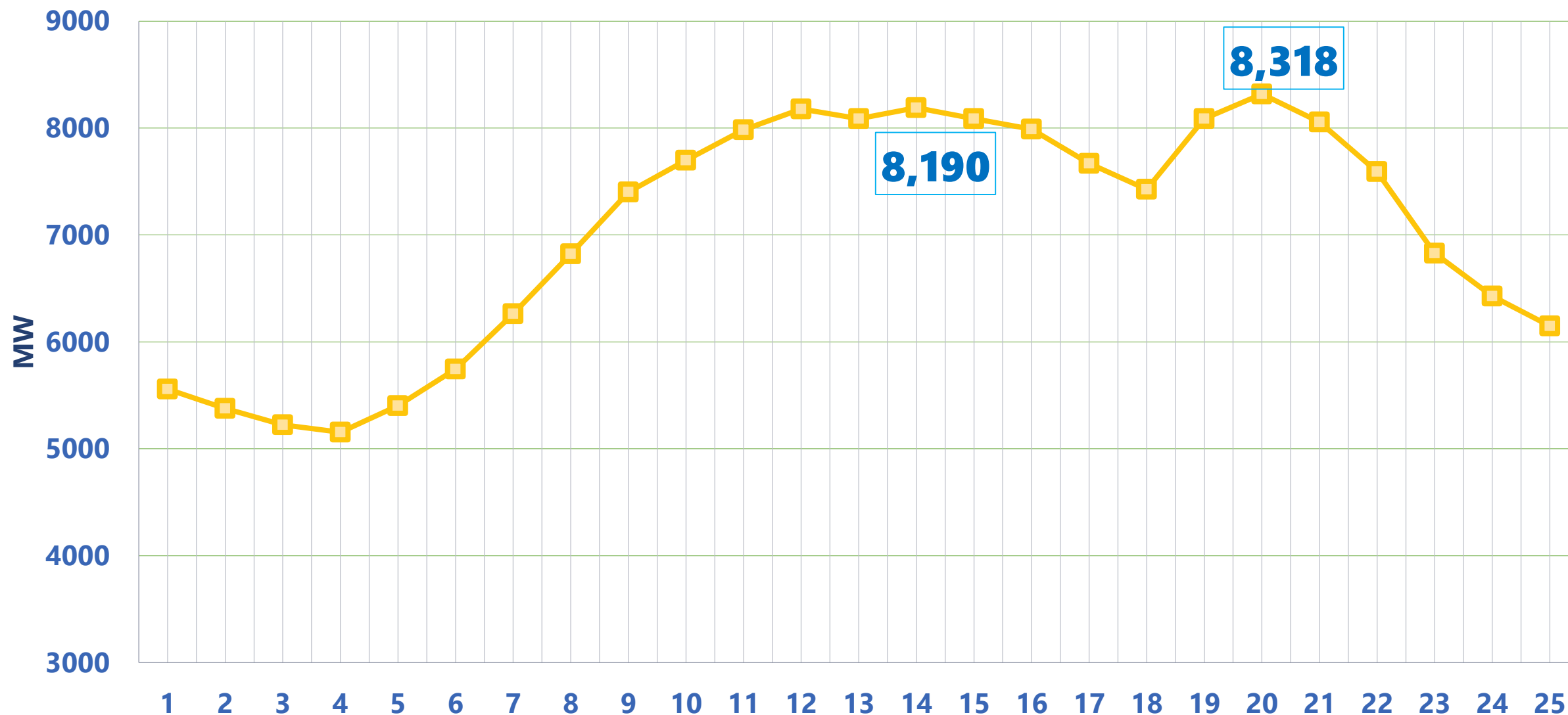
Tipo de generación	Capacidad MW
Biomasa	164.0
Búnker	505.0
Carbón	350.0
Eólico	1,369.0
Solar	1,441.5
Geotermia	819.0
Hidro	2,929.1
Gas Natural	4,560.0



- Los países del MER, en su planificación de la expansión de la generación de largo plazo, consideran un total de **2,800 MW** en proyectos candidatos eólicos y fotovoltaicos.
- Si se instalara toda esta generación eólica y fotovoltaica, la capacidad total instalada de generación ERV sería de **5,045 MW**, que representaría el **44%** de la demanda máxima proyectada a 2029 de **11,435 MW**.



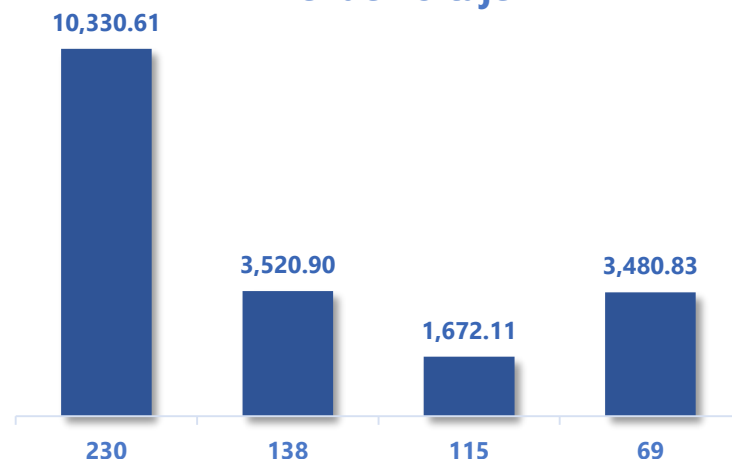
Curva de Demanda Regional – 6 de mayo 2019



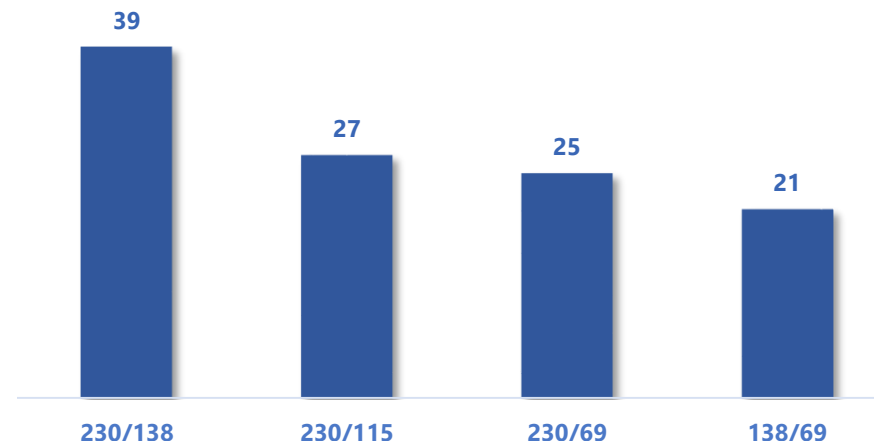
El Sistema Eléctrico Regional (SER)



Km de línea de transmisión por nivel de voltaje



Transformadores por nivel de voltaje



Centrales de generación en el SER

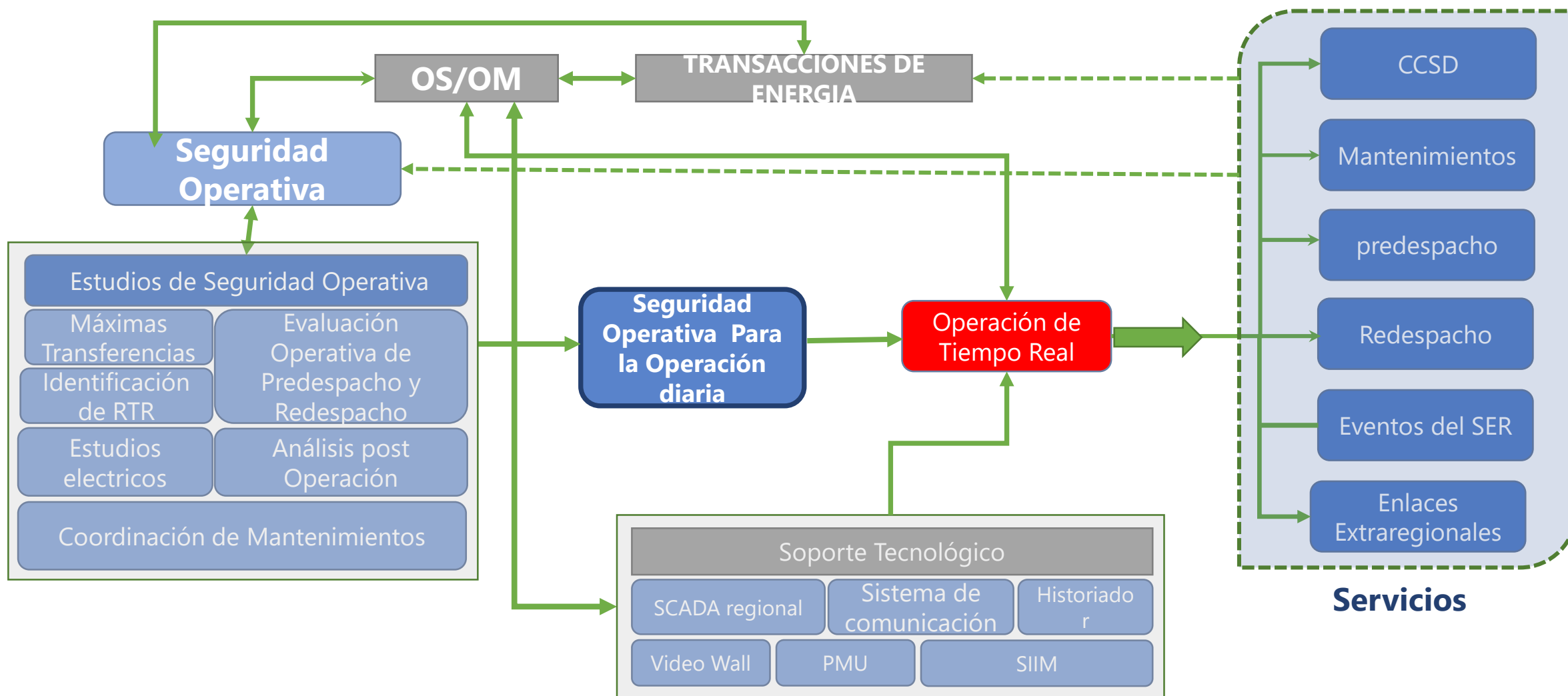


SISTEMA SCADA REGIONAL

Subestaciones	676
Líneas	960
Transformadores	1,514
Unidades de Generación	1180
Cargas	1044
Capacitores/Reactores	155
Interruptores/Seccionadores	16,143
Mediciones Analógicas *	19,026
Límites Analógicos	31,473

La supervisión en tiempo real del SER desde el centro de control regional del EOR, se inicio de forma continua (24/365) a partir de Mayo del 2009

PROCESO DE OPERACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA ELECTRICO REGIONAL





Requerimientos mínimos para la operación





Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD)

Criterios de Calidad

Frecuencia:

- En operación normal, el 90% de las variaciones de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos, deberán estar dentro de $(60 \pm 1.65 \sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en períodos de 10 minutos. (entre 59.9802 a 60.0198 Hz)

Voltaje:

- $0.9 \text{ pu} < V < 1.1 \text{ pu}$ en Nodos de la RTR.
- Los Agentes Transmisores deberán contar con los equipos estáticos de compensación para la regulación de tensión
- Cada área de control debe contribuir a la calidad de voltaje operando debidamente sus generadores dentro de su curva de capacidad y sus equipos de control de voltaje.

Criterios de Seguridad

Operación normal:

- El sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.

Contingencia Simple:

- El sistema debe permanecer estable.
- Sin disparos en cascada;
- La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y;
- Voltaje: $0.9 \text{ pu} < V < 1.1 \text{ pu}$ en Nodos de la RTR.
- No se debe desconectar carga en forma automática, ni reducir las transferencias entre países.

Criterios de Desempeño

Regulación Primaria:

- Todas las unidades generadoras existentes y futuras deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia

Regulación Secundaria:

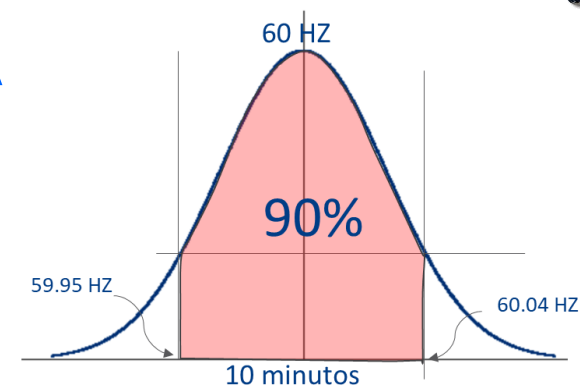
- Cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia tanto durante la operación normal como ante la ocurrencia de contingencias.



ESTADOS DE OPERACIÓN, NORMAL ALERTA Y DE EMERGENCIA



Voltajes 0.95-1.05 pu
 Frecuencia $90\% = (60 \pm 1.65\sigma) Hz$
 Balance carga generación
 El sistema posee estabilidad



Ante un evento El sistema opera en condiciones cercanas a las críticas, que se presume ante una nueva contingencia lo acerca a un estado de emergencia.

Voltajes < 0.90 o > 1.10 pu.
 Frecuencia **inestable**
 Desbalance **carga generación**
 Operación **de esquemas de desconexión**
 Generación **de islas**

Centro Regional de Control del SER





Seguridad Operativa del SER

Es la planeación eléctrica de corto plazo, cuyo objetivo es identificar las restricciones técnicas de la RTR y asegurar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.





Seguridad Operativa del SER

Consultorías - Resultados

Oscilaciones Electromecánicas

- Etapa de pruebas de campo en generadores
- Estudio de Pequeña Señal – Análisis Modal
- Cambios a los parámetros de equipos de control – Año 2020

Esquemas de desconexión por baja frecuencia

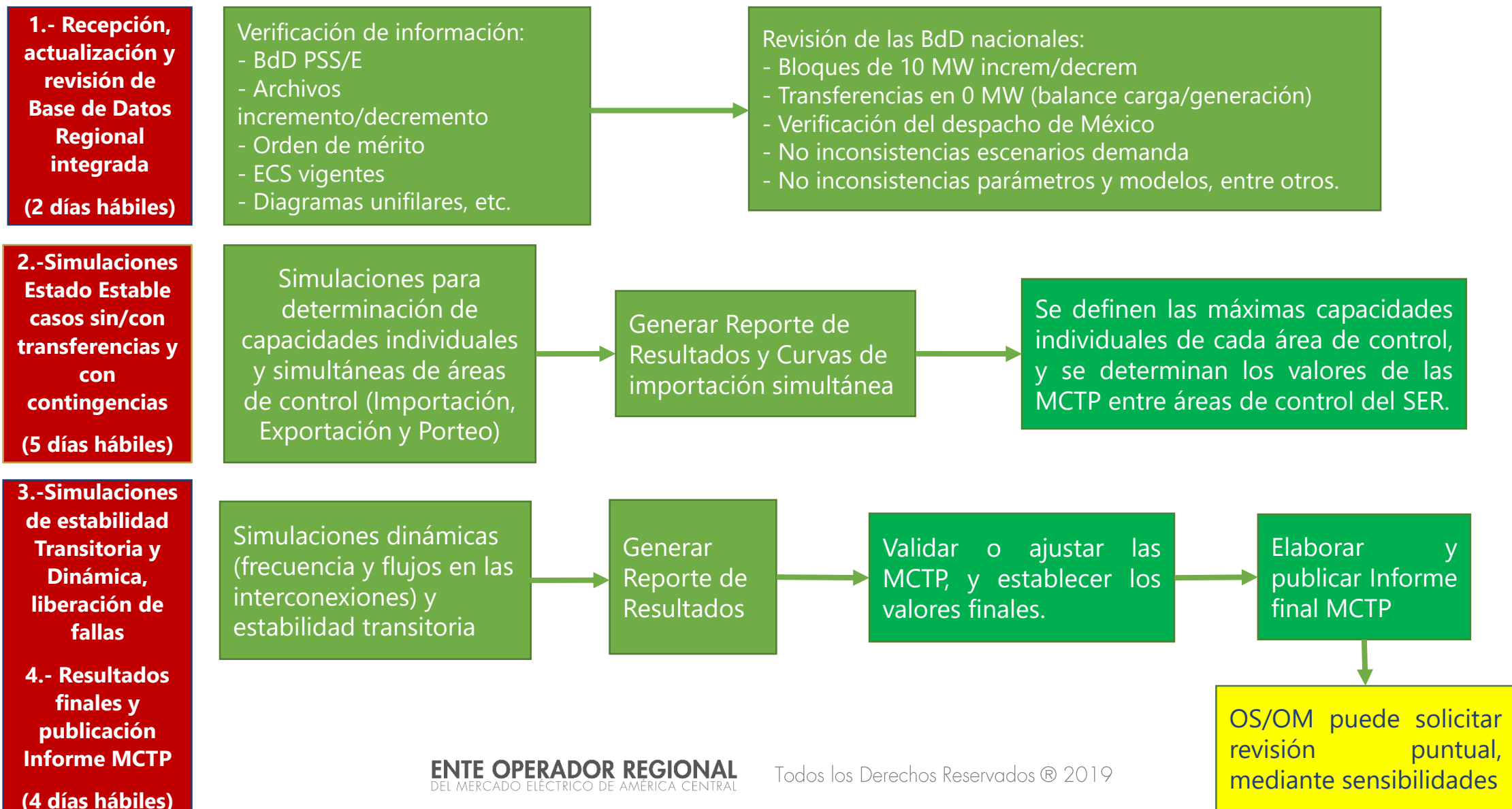
- 3 etapas regionales
- Etapa de desconexión de interconexiones

Coordinación de Protecciones y CCSD

- Cooperación Técnica GIZ
- Coordinado por el EOR , OS/OM y Agentes Transmisores y desarrollado por SIEMENS.
- Se continua trabajando con los OS/OM, el CTSO y CTP, ya que en algunos punto se puede mejorar la coordinación de protecciones.



Flujograma Plataforma de Cálculo MCTP



Cálculo de capacidades de transferencia de potencia entre países y los CCSD

1. El cumplimiento de los CCSD permite asegurar la operación del SER con un nivel de confiabilidad adecuado, lo que reduce pérdidas económicas por baja calidad de servicio eléctrico.
2. Los CCSD gobiernan todos los estudios eléctricos del SER y se utilizan para determinar la Máxima Capacidad de Transferencia de Potencia entre los Países del SER

Transferencias Simultáneas en el Triángulo Norte



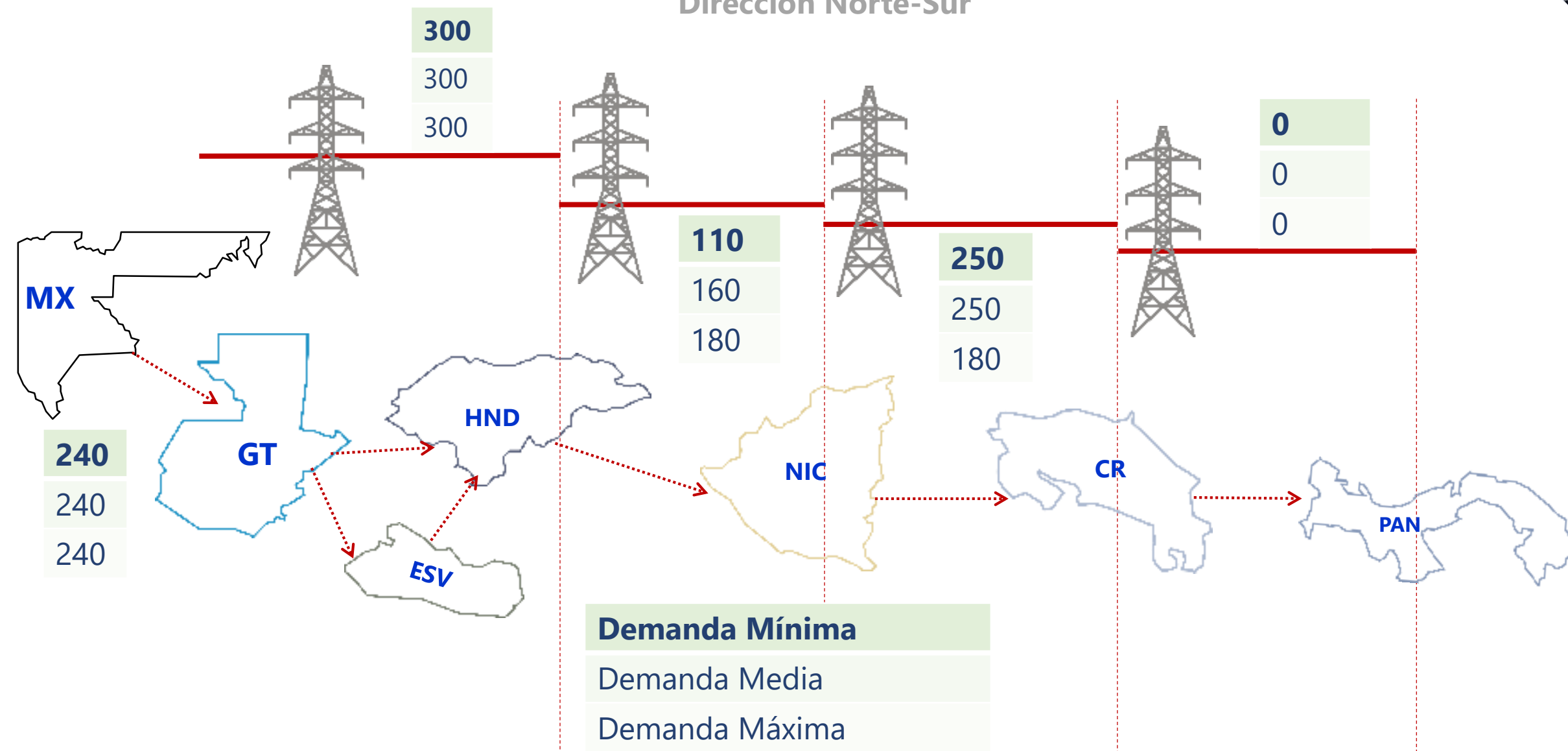
Las Máximas Capacidades de Transferencia de Potencia están en función de:

MCTP = f (El cumplimiento de los CCSD del RMER + Capacidad ante contingencias, de la Infraestructura de Transmisión del SER)



Capacidades de transferencia actuales

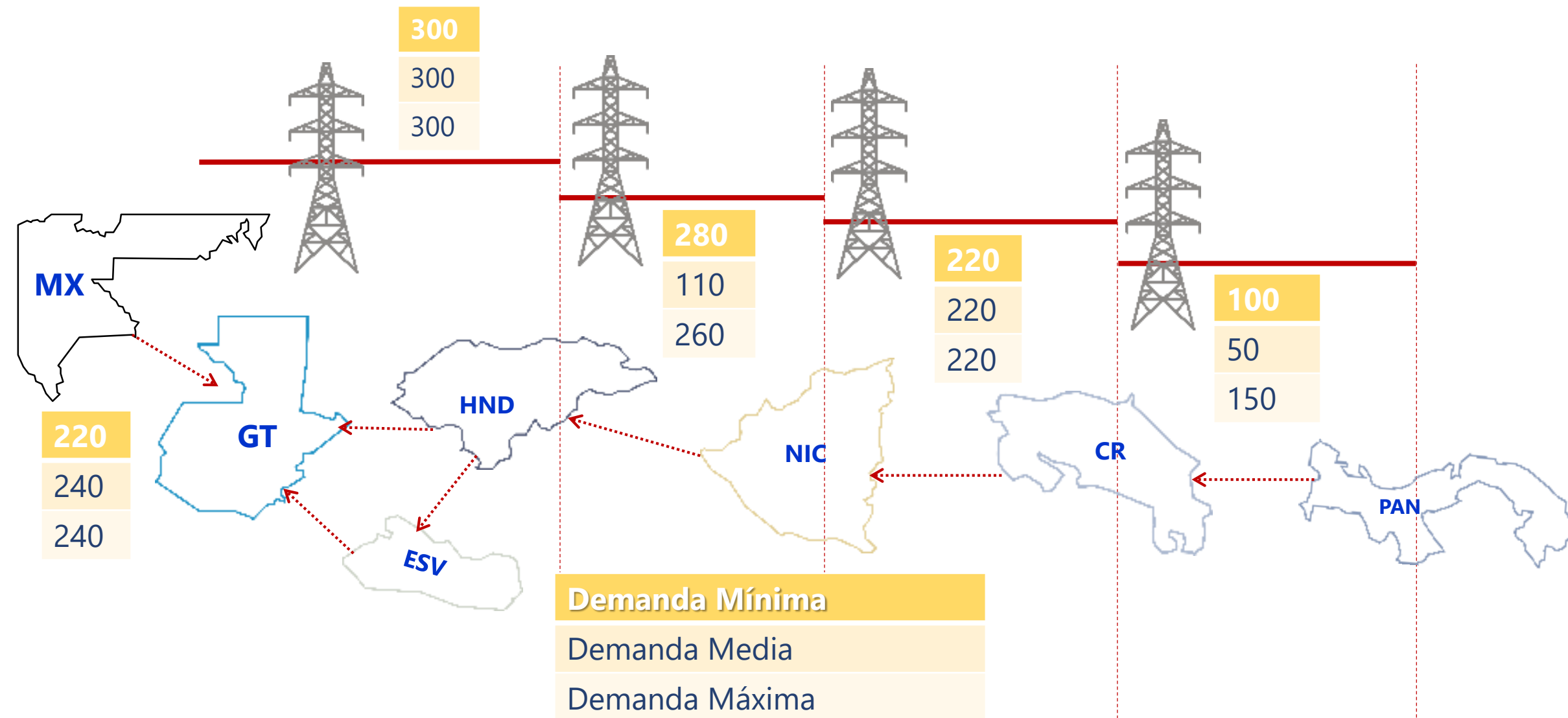
Dirección Norte-Sur





Capacidades de transferencia actuales

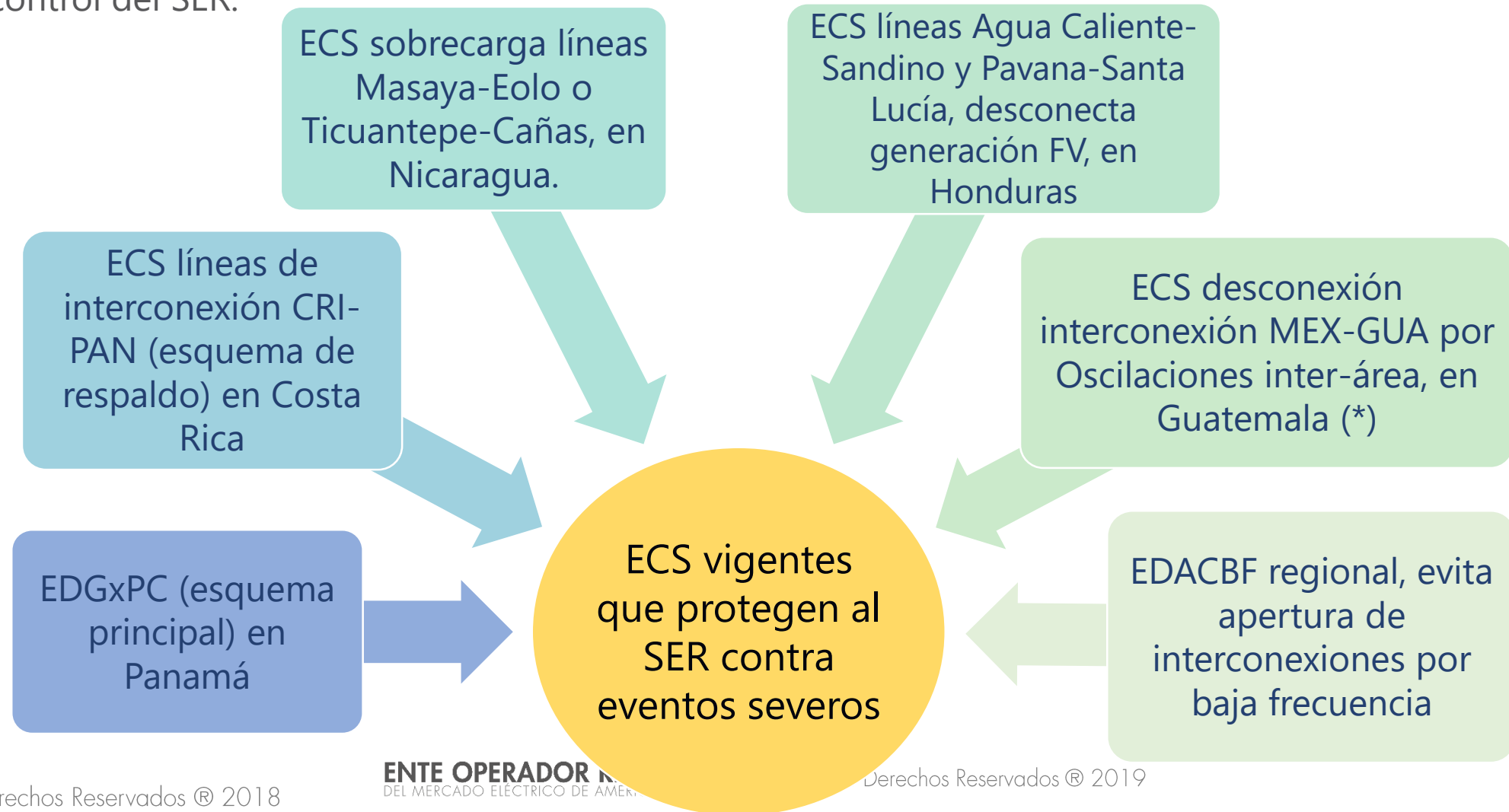
Dirección Sur - Norte



Esquemas de Control Suplementario en el SER



Análisis de actuación de las Protecciones y ECS instalados en la RTR y el SER, con base en los eventos relevantes ocurridos en el SER, como el del 16 de septiembre 2019, donde ocurrió colapso (apagón) total o parcial en algunas áreas de control del SER.



Muchas Gracias!!!