

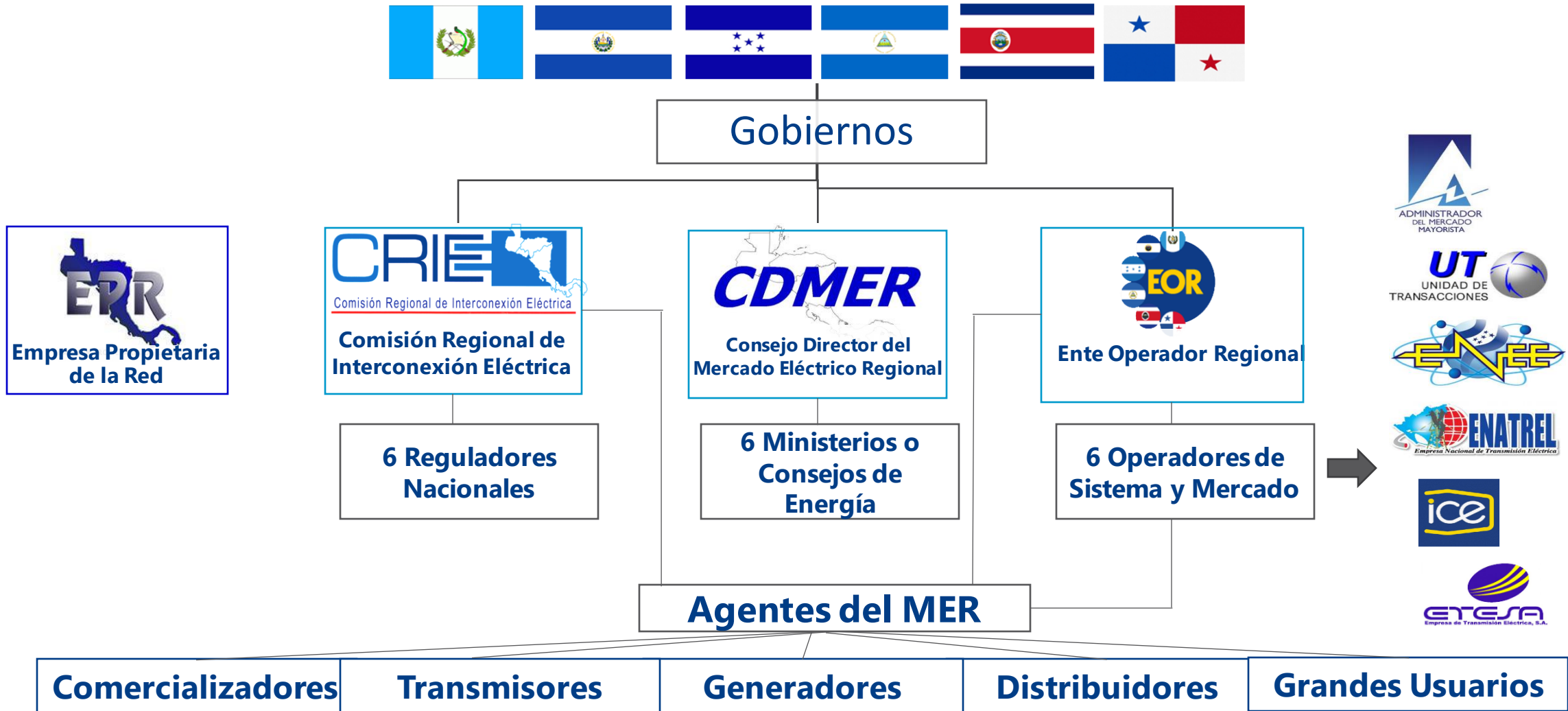


ENTE OPERADOR REGIONAL
DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL

Seguridad de los sistemas
en potencia: Caso de
análisis de la red
centroamericana
(operada por EOR)

Estructura y funcionamiento del SER y del MER

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.

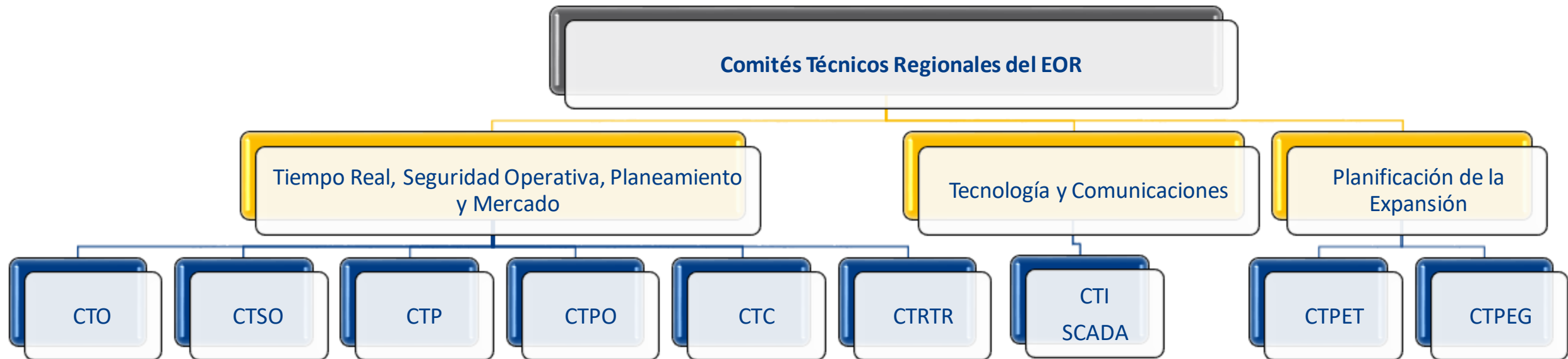
Coordinación Operativa EOR y Operadores Nacionales

Intercambio de Información para administrar la operación técnica del SER



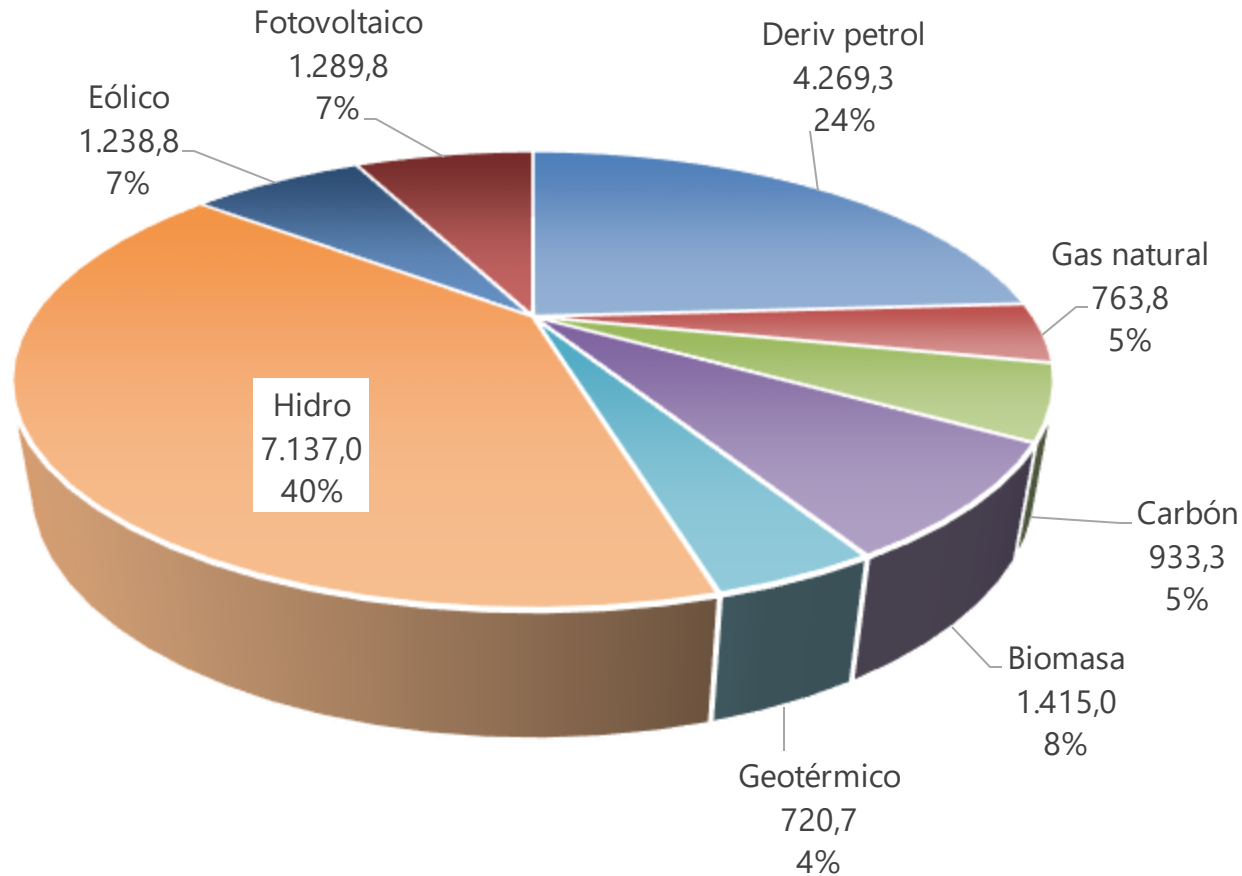
El EOR lleva a cabo sus funciones y el cumplimiento de sus responsabilidades en coordinación con los operadores de sistema y de mercado nacionales, de cada país miembro del Sistema Eléctrico de América Central.

Comités Técnicos Regionales

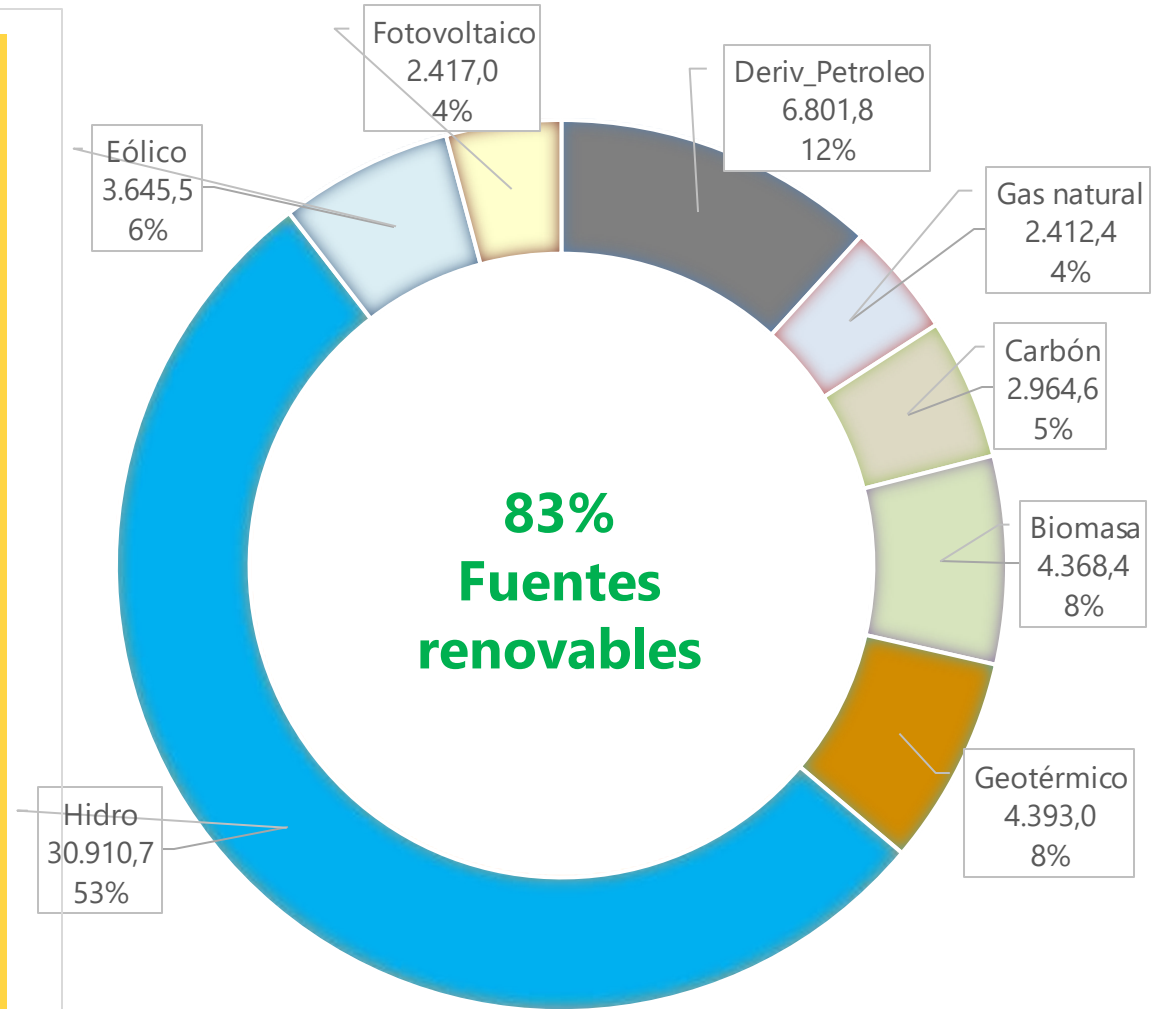


COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

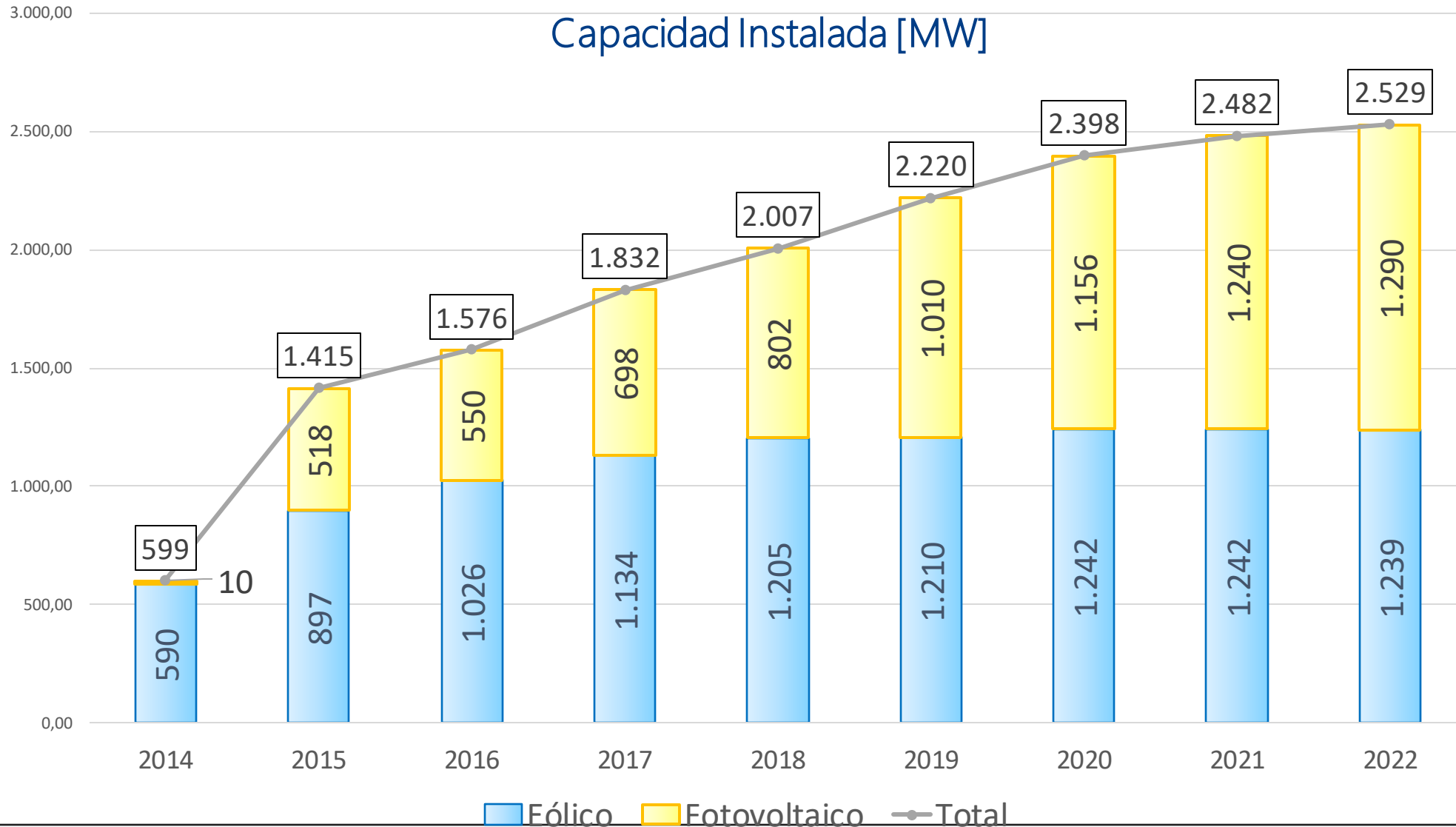
Capacidad Instalada (2022): 17,767 MW



Despacho Energético (2022): 57,913 GWh



Evolución de la generación eólica y fotovoltaica en América Central

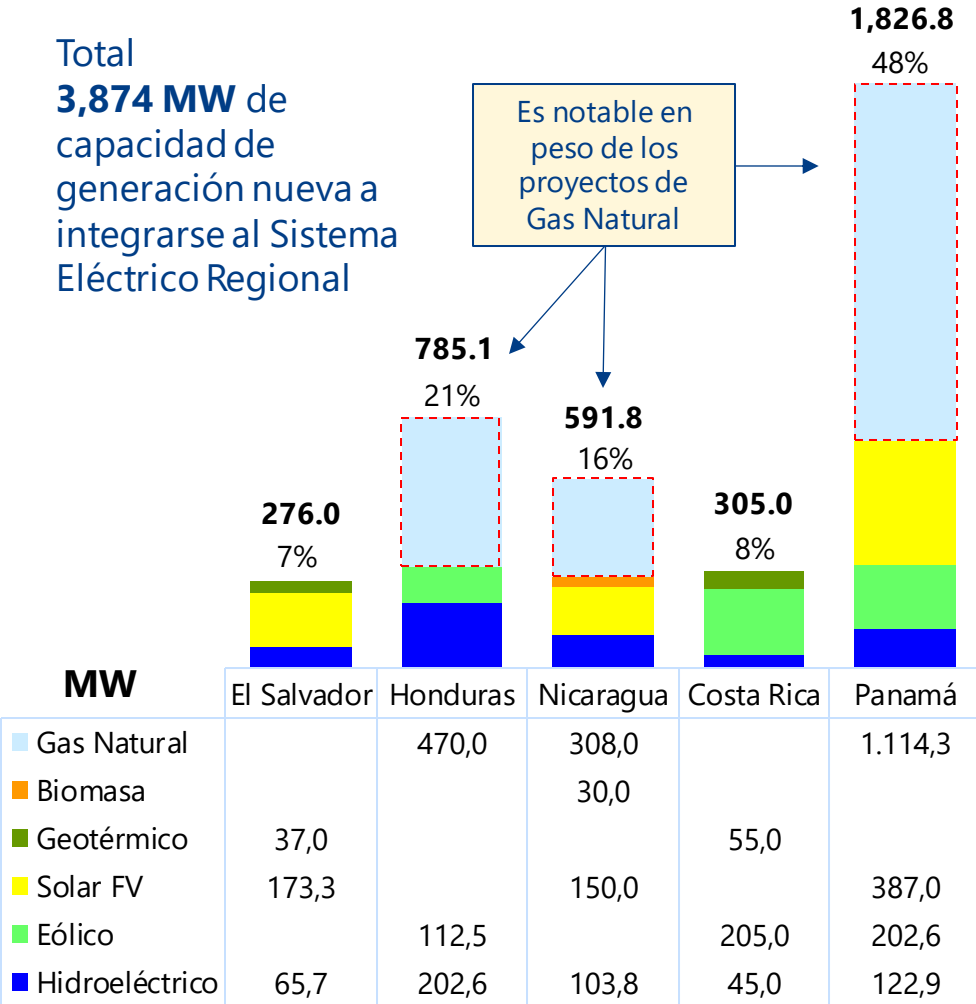


EXPANSIÓN DE GENERACIÓN 2024-2028

EXPANSIÓN POR PAÍS Y TIPO DE RECURSO

Total **3,874 MW** de capacidad de generación nueva a integrarse al Sistema Eléctrico Regional

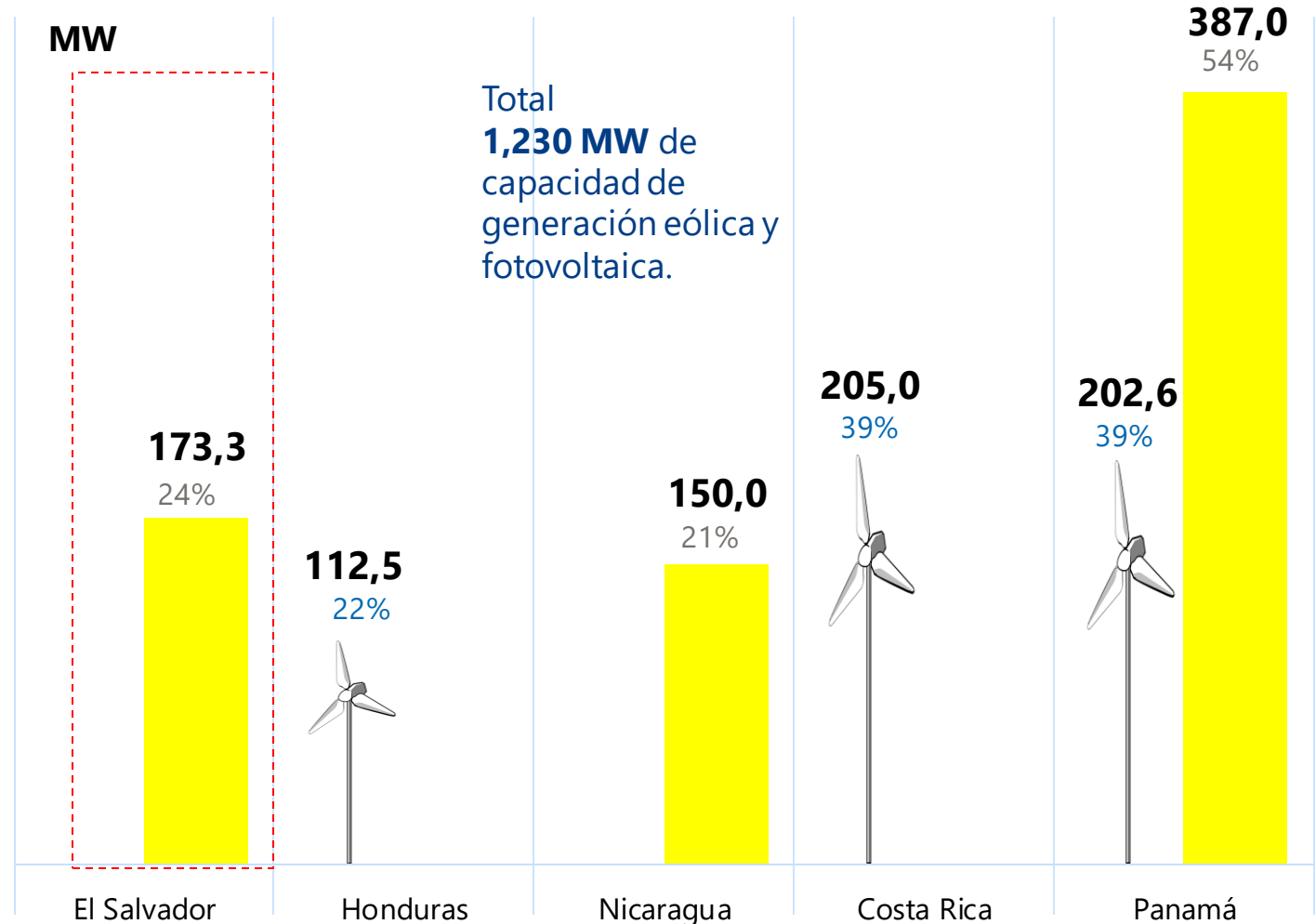
Es notable en peso de los proyectos de Gas Natural



EXPANSIÓN DE GENERACIÓN RENOVABLE POR PAÍS

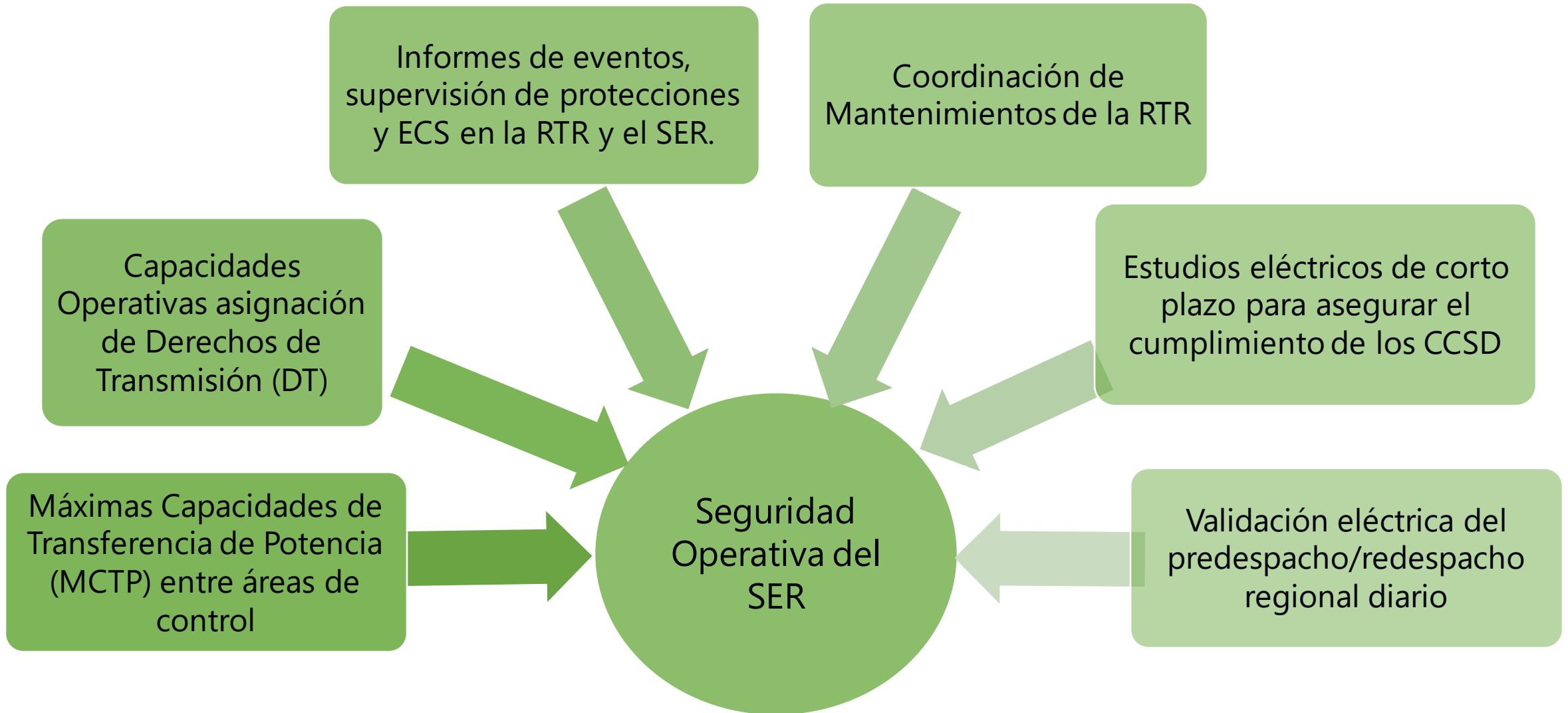
MW

Total **1,230 MW** de capacidad de generación eólica y fotovoltaica.



Seguridad Operativa del SER

SEGURIDAD OPERATIVA DEL SER



COORDINACIÓN EOR-OSOM Y PREMISAS DE LAS MAXIMAS CAPACIDADES DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL DEL SER



Criterios de Seguridad según RMER

Criterio de Operación normal (N):

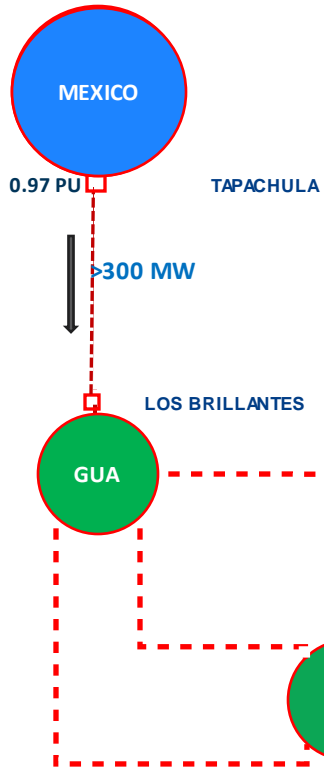
El sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.

Criterio de Contingencia Simple (N-1):

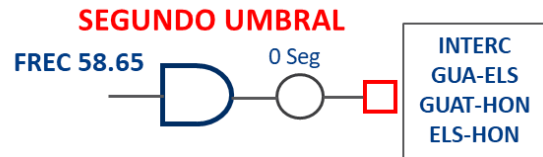
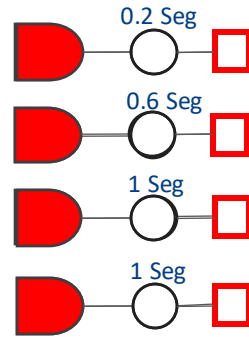
- El sistema debe permanecer estable.
- Sin disparos en cascada;
- La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo
- Voltaje: $0.9 \text{ pu} < V < 1.1 \text{ pu}$ en Nodos de la RTR.
- No se debe desconectar carga en forma automática, ni reducir transferencias entre países.

ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO REGIONALES

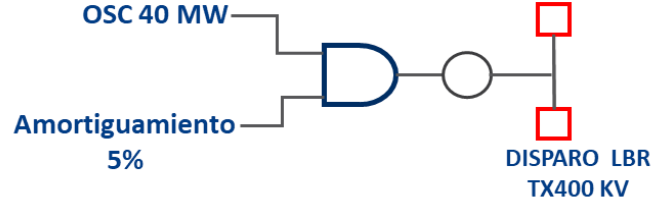
EDALTIBV



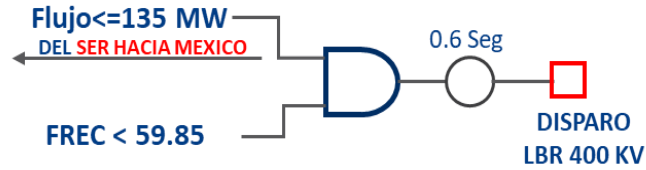
58.8 HZ



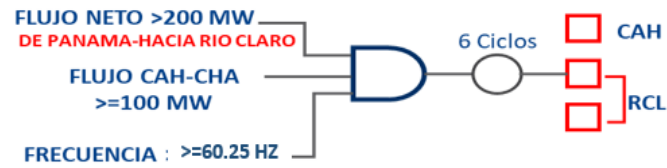
ESQUEMA ESIM004 OS



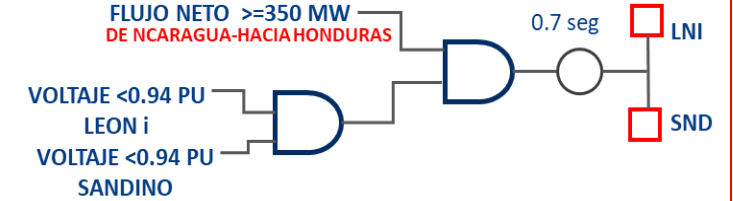
ESQUEMA ESIM00 5



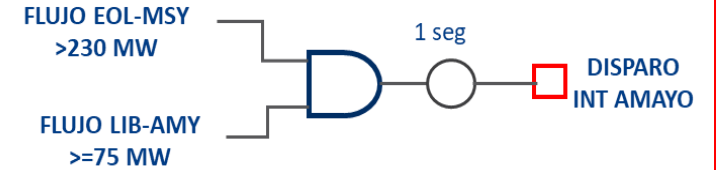
ESQUEMA CRI-PAN



ESQUEMA NIC-HON



ESQUEMA MSY-EOL



ESQUEMA DE DESCONEXION DE BAJA FRECUENCIA

ETAPA	frecuencia	% DEMANDA	TIEMPO seg
I	59.3	3	0.1
II	59.1	4	0.1
III	58.9	5	0.1
IV	58.8	Desconexion regional	

Casos de análisis:

Oscilaciones Electromecánicas

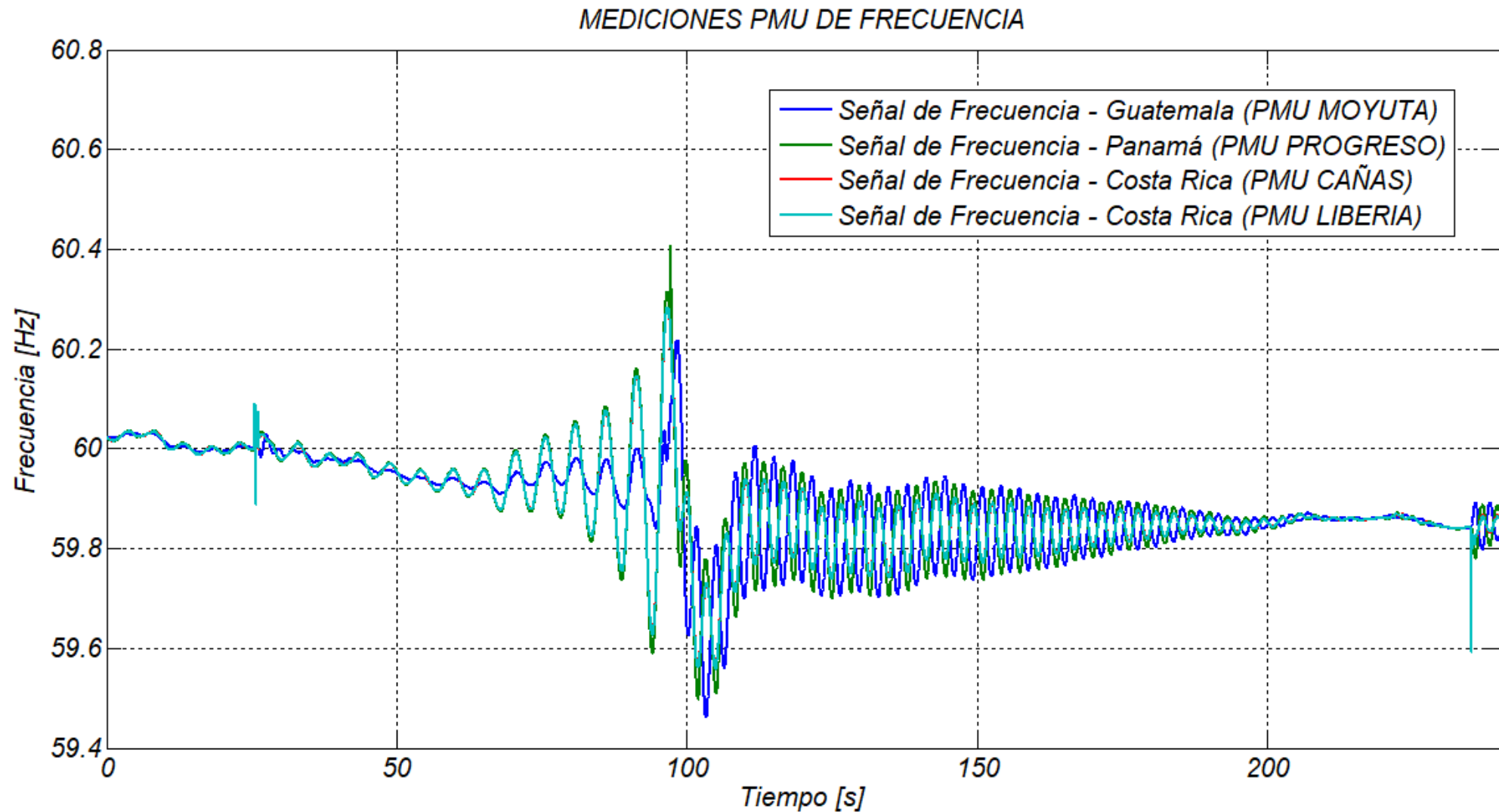
Antecedentes

- Desde 2014 en la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER), se presentaron condiciones de inestabilidad; produciéndose oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas, específicamente cuando el SER se encuentra interconectado con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México.
- En 2015, el EOR, desarrolló una propuesta integral con un plan de acción a seguir, con la finalidad de darle solución al fenómeno de las oscilaciones electromecánicas pobremente amortiguadas o con amortiguamiento negativo, que se presentaban en el SER interconectado con el SIN de México.
- El EOR, con base a estadísticas y registros históricos de eventos oscilatorios no amortiguados que se presentaban con mucha frecuencia, determinó una lista inicial de unidades de generación, que podrían estar participando en el fenómeno de las oscilaciones; también se tomaron como criterios de selección de estas unidades, registros SCADA, un estudio de Pequeña Señal realizado por la empresa consultora Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), y también un estudio de Pequeña Señal realizado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de Guatemala.

Objetivos de la Consultoría para elevar amortiguamiento de Oscilaciones

- El EOR ejecutó la Consultoría para la ejecución de ensayos de campo, para validación y homologación de parámetros y modelos de generadores; Análisis de Pequeña Señal:
 - OBJETIVOS:
 - ✓ ETAPA I: Obtener el modelo matemático homologado que represente el comportamiento dinámico real de los generadores de las centrales identificadas en la lista inicial de 32 unidades, definida por el EOR, a través de pruebas y ensayos de campo a los equipos de control de dichas unidades generadoras.
 - ✓ ETAPA II: Desarrollar el estudio de pequeña señal y calcular los ajustes de parámetros de equipos de control de aquellos generadores del SER y del Sistema Interconectado Nacional de México (SIN) en los que se identifique su participación en los modos de oscilación inestables, de forma que permitan aumentar el coeficiente de amortiguamiento en diferentes modos de oscilación, a un nivel que asegure que dichos modos de oscilación no se vuelvan inestables.

Eventos oscilatorios en el SER



Implementación de acciones correctivas

- ✓ Con base en acciones correctivas y su efectividad en el amortiguamiento de modos inter-área observados, se propuso una lista de acciones a implementar.
- ✓ Las acciones correctivas incluyeron:
 - Reparametrización de AVR/PSS/GOV,
 - Instalación o cambio de equipamiento PSS,
 - Cambio de AVR completo,
 - Ensayos y homologación de modelos.
 - Instalación de filtros notch en reguladores de velocidad/potencia.
- ✓ Las acciones correctivas se implementaron durante el año 2020, en las unidades generadoras identificadas con base en las pruebas de campo y análisis de pequeña señal.

Análisis de los niveles de amortiguamiento posterior a las acciones correctivas

Evento	Fecha	OBAT	
		F (Hz)	D (%)
Eventos posteriores a la implementación de los ajustes propuestos a los parámetros de los controles de los generadores			
1.-Pérdida de 160 MW de carga en el SER en una de las áreas de control	19/01/2021, 12:31:23 hrs	0.19	14.87
2.-Pérdida de 362 MW de carga y 140 MW de generación en el SER en una de las áreas de control	19/01/2021, 13:21:14 hrs	0.83	12.48
3.-Pérdida de 372.48 MW de carga y 315.76 MW de generación en el SER en una de las áreas de control.	05/02/2021, 12:27:35 hrs	0.43	13.00
4.-Pérdida de 360 MW en el SER en una de las áreas de control.	11/02/2021, 09:45:00 hrs	0.23	17.82
5.-Pérdida de 105 MW de generación en el SER en una de las áreas de control.	22/04/2021, 17:05:00 hrs	0.19	7.98
6.-Pérdida de 151 MW de generación en el SER en una de las áreas de control.	27/09/2021, 19:42:00 hrs	0.202	18.14
7.-Pérdida de 182 MW de generación y 52 MW de carga en el SER en una de las áreas de control.	19/02/2022, 13:15:00 hrs	0.192	9.09
8.-Pérdida de 150 MW de generación en el SER en una de las áreas de control.	29/03/2022, 09:05:00 hrs	0.189	7.31

La herramienta OBAT calcula el modo de oscilación (F(HZ)) y el nivel de amortiguamiento (D(%)) con base en los datos recopilados de PMU

Casos de análisis:

Eventos en cascada ante pérdidas de generación en el SER y desconexión del SIN de México

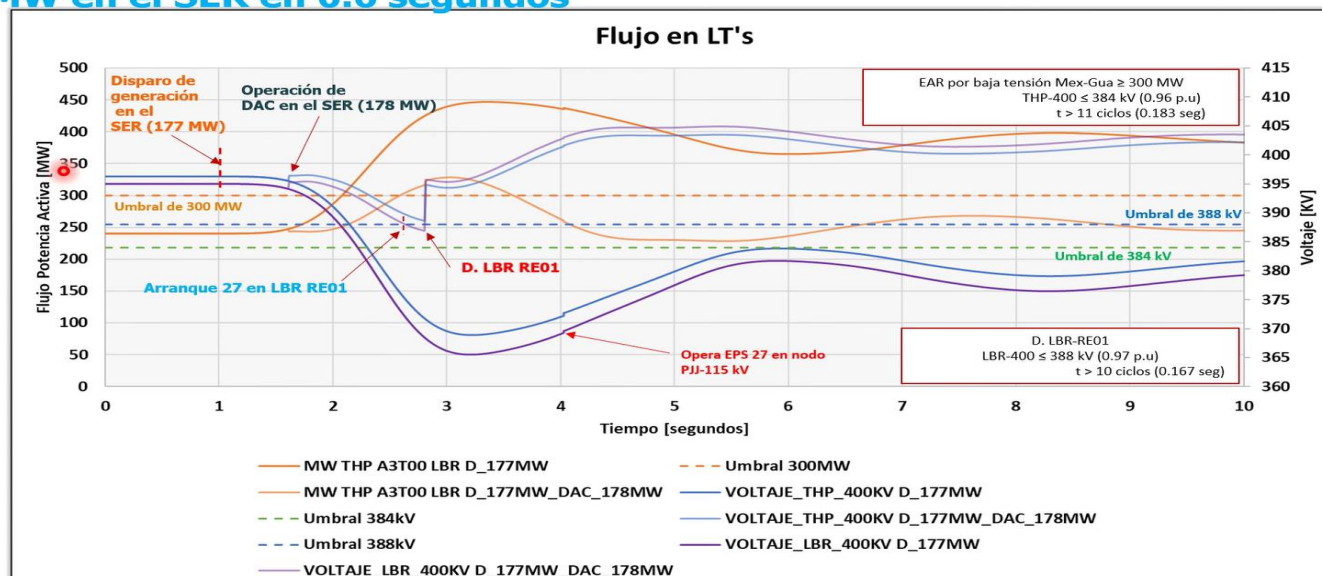
Antecedentes

- Desde 2022 a la fecha, al estar el SER interconectado con el SIN de México, ocurren eventos en cascada ante contingencia de pérdida de generación (o disminución súbita de las ERV) en cualquier área de control del SER.
- La pérdida de generación (o disminución súbita) en el SER, en el caso de las ERV (FERNC) generalmente ante huecos de tensión, provoca una rápida y fuerte respuesta inercial del SIN de México, que aumenta súbitamente la inyección de potencia hacia el SER de 240 MW programados hasta 450 o 500 MW, provocando un descenso significativo del voltaje medido en SE Tapachula de México, activando un esquema de acción remedial por bajo voltaje instalado en México que desconecta la interconexión México-Guatemala 400 kV para evitar colapso de voltaje en la zona sur-oriente de México.
- La desconexión deja al SER sin la generación perdida por contingencia (o disminución súbita) y sin la inyección proveniente de México, provocando baja frecuencia en el SER y la consecuente desconexión de carga en todos los países de la región.

Acciones remediales y correctivas

- El EOR, en coordinación con el CENACE de México, han realizado análisis de seguridad operativa conjuntos, determinando acciones remediales que están en proceso de implementación:
 1. Implementación de esquemas de desconexión automática de carga en cada área de control ante contingencia de generación en su área.
 2. Esquema de desconexión automática del Reactor de línea 400 kV en la SE Los Brillantes, para desacelerar la pendiente de abatimiento de voltaje en la SE Tapachula.
 3. Subir el umbral de activación por bajo voltaje en la SE Tapachula de México.

Disparo de 177 MW de Generación en el SER, operación de DAC de 178 MW en el SER en 0.6 segundos



Otras acciones remediales en progreso

El EOR iniciará la Consultoría "Diagnostico de las causas estructurales, fortalezas y debilidades del SER y del MER, asociados al origen de los eventos o contingencias en cascada en el SER, y propuestas de soluciones"

Adecuación de las Centrales FotoVoltaicas a la normativa regional ante huecos de tensión, para que no se desconecten ante fallas. Actualmente ECS a nivel de transmisión para balance Generación/Carga

"Procedimiento para medición de desempeño de la respuesta de Regulación Primaria de Frecuencia por área de control ante eventos de pérdida de generación en el SER", con base en metodología del NERC. Para medir que cada área de control cumpla con su obligación de respuesta de regulación primaria de frecuencia.

El EOR iniciará la Consultoría "Diagnóstico de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y nivel de respuesta inercial en el SER", lo que permitirá identificar elementos para mejorar la respuesta inercial del SER ante pérdidas de generación, tomando en cuenta el parque de energías ERV que se está despachando.

El proyecto SPEAR de Panamá estará incluyendo el ECS de disparo de carga por pérdida de generación en grandes centrales.

Normativa Regional de desempeño de ERV ante huecos de tensión

- a) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deben estar en capacidad de soportar voltajes de falla de 0.0 pu, medido en el punto de conexión, durante un tiempo mínimo de 150 ms, y mantenerse en operación por un tiempo mínimo de 2,000 ms hasta que la tensión en la barra de conexión de la central alcance un valor de al menos 0.9 pu. El OS/OM podrá hacer requerimientos más exigentes.
- b)...
- c) Las centrales de generación eólica y fotovoltaica deberán aportar corriente reactiva durante fallas en el sistema eléctrico. Cada OS/OM determinará el requerimiento mínimo de corriente reactiva que debe aportar cada central durante las fallas.
- d) La central de generación debe mantenerse transitoriamente estable después de una falla en el punto de conexión de la central a la red de transmisión, que es liberada en un tiempo de 150 ms.
- e) La central de generación debe mantenerse transitoriamente estable ante la ocurrencia de fallas remotas, localizadas en las cercanías del punto de conexión de la central, que son liberadas por una protección de respaldo.
- f) La central de generación debe mantener su operación correcta durante los disturbios descritos en los incisos d) y e) anteriores.

Casos de análisis:

Conformación de Base de Datos Regional de Protecciones y homologación de criterios de ajustes y coordinación

Antecedentes

- Ante la evolución del Mercado Eléctrico Regional (MER), el aumento de la inserción de Generación ERV (FERNC) y el incremento de la frecuencia en las contingencias o eventos en cascada en el SER, desde 2017 se evidenció la necesidad de la supervisión y coordinación de las protecciones a nivel regional de Centroamérica.
- Entre los principales detalles que impulsaron la implementación de la supervisión regional de las protecciones, están:
 - Los Esquemas de Control Suplementario (ECS) vigentes, conocidos también como Esquemas de Acción Remedial (EAR), han sido bien diseñados y han probado su efectividad. Los casos donde no han actuado bien, se ha debido a factores externos como canales de comunicación o uso de equipos de protección compartidos (lo cual a esta fecha ha sido corregido); no obstante, los ECS están siempre sujetos a mejoras que deben ser coordinadas.
 - Para mitigar la ocurrencia de eventos regionales en cascada, se debe mantener constante revisión y coordinación integral de los ajustes de las protecciones principales y de respaldo de la Red de Transmisión Regional (RTR) y del SER.
 - La tarea es de gran importancia debido a la gran cantidad de equipos y sistemas de protecciones existentes en el SER, y a la diversidad de criterios de ajustes y coordinación.

Acciones realizadas y por realizar

- Se han realizado 2 Consultorías especializadas en la revisión de los criterios para el cálculo y la coordinación de los ajustes de protecciones de la RTR y del SER.
- Con la primera Consultoría (2019), se logró identificar y elaborar la primera Base de Datos Regional de Protecciones, limitada a los equipos de protección de los elementos de la RTR (70 líneas de transmisión, incluidos los transformadores de potencia. Se incluyen líneas de interconexión entre áreas de control, líneas y transformadores conectados a nodos adyacentes a las líneas de interconexión).
- Con la segunda Consultoría (2022), se logró ampliar la Base de Datos Regional de Protecciones, incluyendo los relevadores asociados a los elementos que interconectan entre sí las líneas de transmisión de la RTR, así como los nodos o buses adyacentes a dichas líneas (aproximadamente 203 buses, 230 líneas de transmisión y 37 transformadores de potencia de dos y tres devanados en niveles de tensión entre 115 kV y 400 kV).
- Se han ejecutado más de 206 recomendaciones de ajustes y coordinación de protecciones en todos los países.
- Actualmente en proceso de:
 - ✓ Homologación del formato de Base de Datos Regional de Protecciones, así como de su ampliación a todos los elementos del SER.
 - ✓ Determinación de Guía Regional de criterios básicos para el cálculo y coordinación de protecciones.

GRACIAS!



Avenida Las Magnolias, n° 128 colonia San Benito,
San Salvador, El Salvador, C.A.
PBX: (503) 2245-9900 FAX: (503) 2208-2368.
www.enteoperador.org



NOTA IMPORTANTE

El contenido del presente documento, junto con cualquier archivo adjunto, puede contener información propiedad del Ente Operador Regional -EOR.- titular de los derechos de autor de todo el contenido, diseño e imagen. Por lo anterior, está prohibido copiar, transmitir, retransmitir, transcribir, almacenar, alterar o reproducir parcial o total por cualquier medio electrónico o mecánico esta información, sin permiso por escrito por parte del EOR. Dicha información podría ser de carácter confidencial, propietaria o con derechos reservados y privilegios legales asociados. Su uso se debe circunscribir solamente al individuo o entidad para el cual la información fue originalmente destinada. Asimismo, el Ente Operador Regional-EOR, no se hace legalmente responsable por daños de cualquier tipo causados por el contenido del mensaje, por errores u omisiones, o por los archivos adjuntos. La integridad y seguridad de este mensaje no pueden ser garantizadas en el Internet.

Si usted no es el destinatario de este mensaje, por favor elimínelo. Asimismo, le agradecemos informarnos de cualquier uso indebido de nuestra infraestructura mediante el envío de un correo electrónico a : consultas-informacion@enteoperador.org