

**EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:**

Que tiene a la vista la Resolución N° CRIE-24-2025, emitida el veintinueve de agosto de dos mil veinticinco, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-24-2025**

**COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 24 de septiembre de 2024, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) la nota DSAN No. 2134-2024, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) que se implementen medidas correctivas que mitiguen la frecuencia de las desconexiones de la demanda regional. (...) // (...) que se implementen, con carácter de urgencia, medidas para evitar la apertura de la interconexión México-Guatemala. (...)”.

Derivado de lo manifestado por el ente regulador nacional de Panamá, ASEP, la CRIE inició una investigación de oficio con el objeto de corroborar si, en el contexto de la recurrente activación del Esquema de Desconexión Automática de Línea de Transmisión por Bajo Voltaje (EDALTIBV) y del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) durante el año 2024, el ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR), en coordinación con los Operadores de Sistema y Operadores de Mercado nacionales (OS/OMS) de la región, han dado seguimiento y cumplimiento a la ejecución de acciones orientadas a mitigar la frecuencia de desconexiones de demanda regional derivadas de las aperturas del enlace extraregional del Sistema Eléctrico Regional (SER) con el sistema eléctrico de México.

**II**

Que el 16 de octubre de 2024, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió notas solicitando información técnica y documental a las siguientes entidades, con plazo máximo de entrega para el 7 de noviembre de 2024:

- AES Panamá S.R.L. (6GAES), nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-270-16-10-2024.
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM), nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-271-16-10-2024.

- Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA), nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-272-16-10-2024.
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE-INDE), nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-273-16-10-2024.
- Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE), nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-274-16-10-2024.
- Sistemas Fotovoltaicos de Honduras S. A. de C. V. (FOTERSA) y Soluciones Energéticas Renovables S.A. de C. V. (SERSA), nota CRIE-GT-GJ-SV-275-16-10-2024.
- Ente Operador Regional (EOR), nota CRIE-GT-GJ-SV-276-16-10-2024.

### III

Que el 5 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-271-16-10-2024, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-644-2024.

### IV

Que el 6 de noviembre de 2024, con relación a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-272-16-10-2024, el CND-ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GOP-801-2024, mediante la cual solicitó *“(...) una prórroga para la entrega de la información solicitada para el próximo martes 12 de noviembre de 2024.”*.

### V

Que el 17 de noviembre de 2024, la CRIE remitió al CND-ETESA la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-283-07-11-2024, mediante la cual otorgó la prórroga solicitada en la nota ETE-DCND-GOP-801-2024 y, para el efecto, se estableció como nueva fecha de entrega de la información solicitada el día martes doce (12) de noviembre de dos mil veinticuatro (2024).

### VI

Que el 7 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-274-16-10-2024, el CND-ENEE remitió a la CRIE la nota GD-CND-549-XI-2024.

### VII

Que el 7 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-270-16-10-2024, el agente panameño AES Panamá S.R.L., remitió a la CRIE la nota AES-DC-296-24.

### VIII

Que el 7 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-GT-GJ-SV-275-16-10-2024, los generadores hondureños FOTERSA y SERSA remitieron a la CRIE nota sin referencia.

## IX

Que el 7 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-GT-GJ-SV-276-16-10-2024, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-11-2024-368.

## X

Que el 7 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-273-16-10-2024, el agente guatemalteco ETCEE-INDE remitió a la CRIE, la nota O-553-489-2024.

## XI

Que el 12 de noviembre de 2024, en respuesta a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-272-16-10-2024, el CND-ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GOP-817-2024.

## XII

Que el 29 de enero de 2025, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió notas solicitando información complementaria a las siguientes entidades, con plazo máximo de entrega para el 7 de febrero de 2025:

- Administrador del Mercado Mayorista (AMM), nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025.
- Ente Operador Regional (EOR), nota CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025.

## XIII

Que el 31 de enero de 2025, con relación a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-070-2025, mediante la cual solicitó que *“(...) se extienda el plazo para responder a la solicitud al viernes 7 de marzo de 2025.”*

## XIV

Que el 3 de febrero de 2025, en atención a la solicitud de prórroga de plazo presentada por el AMM en la nota GG-070-2025, la CRIE remitió a dicho operador la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-18-03-02-2025, mediante la cual otorgó la prórroga solicitada y, para el efecto, se estableció como nueva fecha de entrega de la información complementaria solicitada el viernes siete (7) de marzo de dos mil veinticinco (2025).

## XV

Que el 7 de febrero de 2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-02-2025-168.

## XVI

Que el 7 de marzo de 2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-145-2025.

## XVII

Que el 11 de julio de 2025, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió al agente guatemalteco ETCEE-INDE la nota CRIE-GT-15-SV-01-11-07-2025, solicitando información complementaria con plazo máximo de entrega para el 1 de agosto de 2025.

## XVIII

Que el 31 de julio de 2025, en respuesta a la nota CRIE-GT-15-SV-01-11-07-2025, el agente guatemalteco ETCEE-INDE remitió a la CRIE la nota O-553-419-2025.

## CONSIDERANDO

### I

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 19 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER), que conforme el artículo 20 del Tratado Marco “(...) cuenta con la capacidad jurídica suficiente para actuar judicial y extrajudicialmente y realizar todos aquellos actos, contratos y operaciones necesarias o convenientes para cumplir con su finalidad (...)” y según los literales a) y b) del artículo 22 del Tratado Marco entre sus objetivos generales se encuentran los de: “a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento (...)”. Asimismo, los artículos 21 y 25 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, le confieren a la CRIE las facultades de supervisar y vigilar el cumplimiento de la Regulación Regional.

### II

Que de conformidad con el artículo 25 del Tratado Marco: “El EOR es el ente operador del Mercado regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad y transparencia.”.

### III

Que de conformidad con los artículos 10 y 28 del Tratado Marco, el EOR en coordinación con los Operadores de Sistema y Operadores de Mercado (OS/OMS), realizará las funciones de operación

coordinada de los sistemas eléctricos de la región, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad. Al respecto el artículo 10 del Tratado Marco, establece que: “(...) El Ente Operador Regional (EOR), organismo regional creado en el artículo 18 de este Tratado, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realizará las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.”; por su parte, el artículo 28 del Tratado Marco establece que: “Los principales objetivos y funciones del EOR son: (...) b. Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad (...)”.

#### IV

Que de conformidad con el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo), los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMS) y el EOR están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la regulación regional.

#### V

Que de conformidad con los incisos a), b) y c) del numeral 3.2.1 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) “(...) a) El EOR coordinará la operación técnica del SER; b) En cada país las funciones de la operación técnica del SER se llevarán a cabo por el OS/OM correspondiente en coordinación con el EOR; c) Cada OS/OM tendrá la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales (...)”; asimismo, de conformidad con los literales a) y b) del numeral 3.2.4.1 del Libro II del RMER, “El sistema regional se operará coordinadamente entre el EOR, los OS/OMS y los agentes, de acuerdo al siguiente esquema: a) Cada OS/OM coordinará la operación del sistema nacional, de acuerdo con la regulación nacional, manteniendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales en los nodos de la RTR; b) Los OS/OMS informarán al EOR todo cambio, evento o estado de emergencia en su sistema que afecte el SER y/o las inyecciones o retiros programados (...)”. De la normativa previamente citada, se puede extraer con claridad que la operación técnica del Mercado Eléctrico Regional (MER), se basa en un esquema jerárquico, en el cual el EOR coordina la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER) con los OS/OMS, y que dicha operación debe realizarse atendiendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCDS) nacionales y regionales.

#### VI

Que, en relación con la recurrente apertura del enlace extrarregional del SER con el sistema eléctrico de México, se han llevado a cabo diversas acciones orientadas a mitigar dicha situación, entre las cuales pueden mencionarse las siguientes:

- 1) El 28 de octubre de 2021, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) mediante resolución CRIE-25-2021, resolvió entre otros, lo siguiente:

“**PRIMERO. INSTAR** al Ente Operador Regional (EOR) y a los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMs), a dar seguimiento y cumplimiento al “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, remitido por el EOR mediante el oficio EOR-GPO-24-08-2021-145 y a identificar e implementar las acciones remediales o soluciones operativas necesarias para atender los eventos que pudieren afectar la operación regional y que produzcan contingencias múltiples y/o eventos en cascada en el Sistema Eléctrico Regional (SER), con similares características y que puedan causar, entre otros; sobrecargas, pérdidas de generación, la actuación de Esquemas de Control Suplementario (ECS) y la desconexión de demanda por la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencias Regional (EDACBF).”.

“**SEGUNDO. INSTAR** al Ente Operador Regional (EOR), al Administrador del Mercado Mayorista (OS/OM de Guatemala) y el resto de los OS/OMs de la región, para que de forma coordinada evalúen y realicen las gestiones necesarias con las autoridades superiores del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México, para que puedan revisar las premisas del funcionamiento del esquema de protección de las instalaciones que conforman la interconexión eléctrica entre las subestaciones de Tapachula (México) y Los Brillantes (Guatemala) -EDALTIBV-. Asimismo, **SOLICITAR** al EOR, para que informe al menos cada dos meses, los avances de dicha coordinación.”.

- 2) El 22 de diciembre de 2021, la CRIE remitió al Ente Operador Regional (EOR) la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) que a más tardar el día Viernes 11 de Febrero de 2022, informe a la CRIE el resultado de los análisis realizados y de identificarse acciones cuya implementación sea necesaria, remita a la CRIE un Plan de Acción Regional para atender las condiciones observadas por el AMM ante los eventos regionales, en dicho caso deberá diseñar un plan de trabajo que incluya un cronograma de tareas y las fechas de cumplimiento, considerando dentro del mismo, la elaboración y presentación a la CRIE de informe de avance cada dos (2) meses. (…)

- 3) El 9 de mayo de 2022, el EOR remitió al OS/OM del área de control de Guatemala (AMM) la nota EOR-GOS-09-05-2022-059, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) de acuerdo con conversaciones y análisis técnicos sostenidos con los representantes del AMM en las reuniones técnicas referidas, el EOR les solicita atentamente su valiosa y pronta gestión ante el agente transportista respectivo, propietario del equipo mencionado en la subestación Los Brillantes, para la implementación inmediata de la acción remedial detallada a continuación: // (...) Equipo a desconectar: Banco de Reactores 16.66 x 3 MVAR, 400 kV instalado en la subestación Los Brillantes. // (...) Parámetros a usar en el esquema de acción remedial: // Voltaje de activación = 0.99 p.u. = 396 kV // Tiempo de retardo intencional: 6 ciclos. (…)

- 4) El 17 de mayo de 2023, el EOR remitió al AMM la nota EOR-GOS-17-05-2023-066, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) de acuerdo con lo revisado y expresado por personal del AMM en la reunión CTSO del 12 de mayo 2023 y con base en los análisis técnicos ya realizados, el EOR les solicita atentamente realizar la gestión ante el agente transportista respectivo, propietario del equipo mencionado en la subestación

Los Brillantes, para la implementación de la acción remedial detallada a continuación: // Equipo a desconectar: Banco de Reactores 16.66 x 3 MVAR, 400 kV instalado en la subestación Los Brillantes.  
// Parámetros a usar en el esquema de acción remedial: // Voltaje de activación = 0.97 p.u. = 388 kV  
// (...) Tiempo de retardo intencional: 6 ciclos. (...)

- 5) El 17 de mayo de 2023, el EOR respondió a la CRIE que los eventos reportables son eventos que involucran una pérdida de carga o generación mayor a 60 MW en cualquier área de control del Sistema Eléctrico Regional (SER). La consulta de la CRIE al EOR fue realizada en el contexto de la revisión y análisis que realiza periódicamente la Gerencia Técnica de esta Comisión, de los informes de eventos elaborados por el Operador Regional y el criterio que dicho Ente emplea para determinar si un evento es de impacto regional:

“(…) ¿Cuáles son los criterios con los que el EOR califica un evento como reportable en los informes diarios de la coordinación del CRCT? (...) // (...) Con la finalidad de dejar constancia de las afectaciones en el sistema eléctrico Regional, desde ya hace algún tiempo se reportan eventos que representan una pérdida de Carga o generación mayor que 60 MW n (sic) cualquier área de control. (sic) (...)”.

- 6) El 5 de septiembre de 2023, el EOR remitió a los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMS) la nota EOR-DE-05-09-2023-249, mediante la cual hizo entrega, entre otras cosas, de lo siguiente:

“(…) a) (...) los informes técnicos en formato de presentaciones, con los análisis y resultados del estudio realizado entre EOR-CENACE y OS/OM, en los cuales se indican las acciones remediales a implementar en las áreas de control del SER, para reducir la operación del ECS EDACBF regional; // b) (...) el plan de trabajo integrado regional de acciones remediales, actualizado en su estado de avance al mes de agosto 2023; y // c) (...) el informe técnico elaborado por el EOR sobre el análisis asociado a la máxima inyección de potencia en el nodo Los Brillantes 400 kV, donde se determina que dicho valor no debe ser mayor de 150 MW en los escenarios de demanda mínima, media y máxima, mientras se implementan las acciones recomendadas en el SER incluidas en los informes técnicos (...)”.

- 7) El 5 de septiembre de 2023, el EOR remitió al AMM la nota EOR-DE-05-2023-250, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) 1. Que en el ámbito de su competencia, realice las gestiones que sean necesarias para implementar en el menor plazo posible que la máxima inyección de potencia en el nodo Los Brillantes 400 kV se establezca en 150 MW en los escenarios de demanda mínima, media y máxima. // 2. Asimismo, que se realicen las acciones pertinentes para que los valores de inyección programada en dicho nodo se cumplan, ya que constantemente la misma tiene variaciones significativas que afectan al SER. (...)”.

- 8) El 13 de septiembre de 2023, el EOR remitió al AMM la nota EOR-GOS-13-09-2023-124, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) el EOR de conformidad con lo establecido en los numerales 5.3.7.1 y 5.3.7.2 literal c), Libro III del RMER, atentamente les solicita su valioso apoyo y les instruye realizar las medidas operativas de tiempo real necesarias para mantener el perfil de voltaje en un valor igual o mayor a 1.0 p.u. en la subestación Los Brillantes 400 kV, para reducir el riesgo de activación del ECS EDALTIBV, así como informar oportunamente al EOR sobre dichas medidas operativas implementadas. (...)”.

- 9) El 11 de septiembre de 2024, la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá, remitió al Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) la nota MIPRE-2024-0028862, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) realizar las gestiones para que de manera inmediata todos los países miembros del MER aporten la reserva primaria y secundaria que las regulaciones regionales establecen, indicadores que el Ente Operador Regional (EOR) puede validar. // (...) solicitamos al CDMER interponer sus buenos oficios ante todos los actores involucrados en las situaciones descritas a fin de que se implementen (sic) las medidas inmediatas que contribuyan a minimizar las afectaciones a los clientes finales ante los eventos en el SER y la apertura de la interconexión México-Guatemala. (...)”.

- 10) El 17 de septiembre de 2024, el EOR remitió a los OS/OMS la nota EOR-GOS-17-09-2024-106, mediante la cual les informó sobre la *“Autorización para la implementación y puesta en servicio del nuevo ECS de respaldo (ECS-R) en las interconexiones entre Costa Rica y Panamá. // (...) el cual actuará únicamente ante las contingencias de pérdida de grandes bloques de generación en el área de control de Panamá y que, además, los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) implementados en el área de control de Panamá (ya sea en el SPEAR o fuera de éste) no funcionen correctamente en tiempo y forma. (...)”* y también solicitó específicamente al OS/OM del área de Control de Costa Rica (DOCSE-ICE) *“(…) Implementar y poner en servicio a la mayor brevedad posible, dada la importancia para la operación segura y confiable del SER, el nuevo ECS de respaldo que desconecta las interconexiones entre Costa Rica y Panamá (ECS-R) en el extremo de Costa Rica, (...)”*.

- 11) El 19 de septiembre de 2024, el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA) remitió al EOR la nota ETE-DCND-017-2024, mediante la cual manifestó lo siguiente, en el marco de la autorización del EOR de la implementación del ECS-R en las interconexiones entre Costa Rica y Panamá:

“(…) Basta revisar los últimos eventos en el SER que han provocado la apertura de la interconexión México – Guatemala y las consecuencias que esto provoca, son eventos de pérdidas de generación en Honduras de solo 80 MW (en ocasiones de hasta menos capacidad), pérdidas de generación en Nicaragua de unos cientos de MW y eventos en líneas de transmisión en Guatemala sin que haya provocado que el EOR, con la vehemencia que lo ha hecho con este ECS-R, se haya abocado a diseñar las acciones remediales que corrijan esas desviaciones carga/generación que han afectado, y de seguro lo seguirán haciendo, la normal operatividad del SER.”.

- 12) El 20 de septiembre de 2024, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-20-09-2024-112, mediante la cual hizo entrega, entre otras cosas, del *“(…) ‘informe de avance Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales adicionales en el SER ante eventos regionales’ (...)”*.

- 13) El 1 de octubre de 2024, la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-GT-30-01-10-2024, mediante la cual solicitó, entre otras cosas, los siguientes análisis:

“(…) 1. Durante los meses de marzo, mayo, junio y julio de 2024 no se identificó la activación del EDACBF regional, según los análisis y criterios del EOR, ¿cuáles fueron las condiciones del SER que influyeron en este comportamiento?, ¿cuáles fueron las diferencias con respecto a lo sucedido en el mes de septiembre de 2024? y ¿cuáles fueron las condiciones de control de los AGC. // 2. A pesar de que el EOR, durante el año 2023, informó a través de las actualizaciones del plan de acciones remediales, la inclusión de la Central Costa Norte dentro del esquema SPEAR en Panamá, esta sigue presentando eventos que además de las afectaciones al área de control de Panamá provoca la actuación del EDACBF regional, ¿Cuáles son las condiciones que han provocado estas operaciones?, ¿se han realizado las acciones correspondientes con el OS/OM de Panamá para verificar el correcto funcionamiento del SPEAR?, ¿se debe esperar un comportamiento similar del SPEAR cuando esté funcionando la nueva planta Gatún?. // 3. A partir de los análisis de los eventos ocurridos y la operación del SER, ¿el EOR ha identificado la necesidad de ampliar o actualizar el Plan de Acciones Remediales (última versión recibida por esta Comisión el 20 de septiembre de 2024) en atención a los eventos ocurridos?. (sic) // 4. En comunicaciones previas por parte del EOR se ha informado que, en el área de control de Honduras, existen limitaciones técnicas y tecnológicas para la implementación de esquemas DAC (Desconexión Automática de Carga); por lo tanto, se solicita realizar una descripción detallada de en qué consisten estas limitaciones, si se han identificado acciones por parte del OS/OM de Honduras para superarlas y su correspondiente cronograma. // 5. Descripción detallada de manera cronológica respecto a lo acontecido con la solicitud realizada por el EOR mediante el oficio EOR-DE-05-09-2023-250 del 5 de septiembre de 2023, al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) OS/OM de Guatemala, sobre la reducción de inyección de potencia en el nodo Los Brillantes 400 kV desde el SIN de México a 150 MW en todos los escenarios de demanda, mientras se implementan los DAC en cada área de control del SER, debido a que un año después no se ha logrado implementar. // 6. Análisis detallado del Error de Control de Área (ACE) de todas las áreas de control correspondiente a los eventos ocurridos durante el año 2024 en los que el flujo de potencia en la interconexión México-Guatemala superó el valor programado. El análisis debe incluir parámetros principales de control de los AGC, las desviaciones observadas en el intercambio de potencia entre ambas áreas de control, frecuencia eléctrica y el ACE de cada país para identificar posibles desbalances, oscilaciones y sus causas, además de recomendaciones que deben acatar las áreas de control. // 7. Análisis detallado de los eventos que han sido provocados fuera del SER, y cuáles han sido los efectos, además de proponer recomendaciones que deben ser atendidas por las áreas de control para mitigar las afectaciones. (...)”.

- 14) El 3 de octubre de 2024, de acuerdo con la Ayuda Memoria de la reunión virtual del Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO), la cual tuvo como uno de sus objetivos “(…) *Revisar el informe de resultados del periodo de pruebas del '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'. (…)*”, se concluyó, entre otras, lo siguiente:

“(…) 1. Con los parámetros actuales de FRO para cada área de control, las áreas de control de Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua presentan un rendimiento en su respuesta en frecuencia por evento, por debajo de su límite de responsabilidad (FRO) calculado, al menos en la mitad de los eventos válidos evaluados hasta ahora (...) // 2. Las áreas de control de El Salvador, Honduras, Nicaragua y Panamá han realizado los análisis a nivel de planta, conforme lo indica el RMER, con objeto de identificar oportunidades o acciones de mejora. Con esto se han identificado unidades generadoras con aporte menor al esperado y notificado a los agentes respectivos para la revisión de sus controles asociados al aporte de RPF. Para el caso de Guatemala aún están pendientes de sus análisis a nivel de planta. Lo anterior es un valor agregado como resultado del Procedimiento. (...)”.

En la misma reunión virtual se recomendó lo siguiente:

“(…) a) Incluir en el procedimiento una etapa adicional, cuando existe un posible incumplimiento de un área de control, y antes de pasar al análisis por unidades generadoras, incorporando la realización de un análisis coordinado en conjunto entre el EOR y el OS/OM, para identificar las posibles causas sobre el incumplimiento relacionadas a condiciones operativas, lo cual podría identificar si amerita o no el análisis por unidades generadoras. // b. Extender el periodo de pruebas hasta que finalice la consultoría de diagnóstico de regulación primaria de frecuencia y nivel de respuesta inercial, al estar ésta relacionada directamente con este procedimiento, de manera que con los resultados de esta consultoría y con lo evaluado del periodo de pruebas extendido, se finalice la evaluación del procedimiento. (…)”.

- 15) El 14 de octubre de 2024, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-14-10-2024-143, mediante la cual dio respuesta a la nota CRIE-GT-30-01-10-2024, adjuntando, entre otros, lo siguiente:

“(…) las respuestas del EOR a cada una de las consultas de CRIE indicadas en su comunicación CRIE-GT-30-01-10-2024. // (…) el análisis de condiciones del control de los AGC en el SER (…)// (…)

los Informes elaborados por el EOR de los eventos relevantes ocurridos en los días 05, 07 y 21 de septiembre de 2024 (…)”.

- 16) El 5 de diciembre de 2024, el equipo técnico de la CRIE sostuvo una reunión virtual con la Gerencia de Operación del Sistema del EOR, en la que abordaron, entre otros temas relacionados con la presente investigación de oficio, la información de Energía No Suministrada (ENS) solicitada por el AMM al EOR, en el ámbito de la ejecución del plan de trabajo para realizar las gestiones necesarias para la implementación de la acción remedial de reducción del flujo de potencia de México hacia Guatemala a un valor máximo de 150 MW.

## VII

Que, tal y como se expuso en la parte considerativa de esta resolución, el 24 de septiembre de 2024, mediante la nota DSAN No. 2134-2024, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), ente regulador de Panamá, solicitó a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):

“(…) que interponga sus buenos oficios para que se implementen medidas correctivas que mitiguen la frecuencia de las desconexiones de la demanda regional. (…)// (…)

que interponga sus mejores oficios para que se implementen, con carácter de urgencia, medidas para evitar la apertura de la interconexión México-Guatemala. (…)”.

En la mencionada comunicación, la ASEP hace referencia a la nota MIPRE-2024-0028862 del 11 de septiembre de 2024, en la que la Secretaría Nacional de Energía (SNE), ente rector del sector energía en Panamá, solicitó entre otras cosas, al Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) que interponga sus buenos oficios *“(…) a fin de que se implementes (sic) las medidas inmediatas que contribuyan a minimizar las afectaciones a los clientes finales ante los eventos en el SER y la apertura de la interconexión México-Guatemala. (…)”*. Adicionalmente, en la referida nota de la ASEP, se menciona la nota ETE-DCND-017-2024, del 19 de septiembre de 2024, mediante la cual el CND-ETESA, OS/OM del área de control de Panamá, solicitó al Ente Operador

Regional (EOR) que se deje sin efecto la implementación del Esquema de Control Suplementario de Respaldo (ECS-R) en las interconexiones entre Costa Rica y Panamá, manifestando, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) Otro tema que llama mucho la atención, e igualmente fue comentado en las reuniones de Junta Directiva del EOR, es que la administración no ha analizado en forma integral el SER para proceder a diseñar un esquema de protección regional y solo está atendiendo la interconexión Costa Rica – Panamá. Basta revisar los últimos eventos en el SER que han provocado la apertura de la interconexión México – Guatemala y las consecuencias que esto provoca, son eventos de pérdidas de generación en Honduras de solo 80 MW (en ocasiones de hasta menos capacidad), pérdidas de generación en Nicaragua de unos cientos de MW y eventos en líneas de transmisión en Guatemala sin que haya provocado que el EOR, con la vehemencia que lo ha hecho con este ECS-R, se haya abocado a diseñar las acciones remediales que corrijan esas desviaciones carga/generación que han afectado, y de seguro lo seguirán haciendo, la normal operatividad del SER.”.

En este contexto, es importante tener presente que, mediante la resolución CRIE-25-2021, emitida el 28 de octubre de 2021, la CRIE instó al EOR y a los OS/OMS de la región a dar seguimiento y cumplimiento al *“Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”*. Dicho plan contempla la identificación e implementación de acciones remediales o soluciones operativas para mitigar los efectos de eventos que puedan comprometer la operación del Sistema Eléctrico Regional (SER); entre las acciones o soluciones incorporadas al Plan mencionado, se encuentra la implementación de Esquemas de Desconexión Automática de Carga por pérdida de generación (EDAC) en la mayoría de las áreas de control del SER, la revisión de Esquemas de Control Suplementario (ECS) existentes y la implementación de ajustes en los sistemas de protección conforme a lo establecido en la Regulación Regional. El avance de estas acciones es reportado bimensualmente a esta Comisión, de conformidad con lo instruido al EOR mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021 del 22 de diciembre de 2021.

Las acciones o soluciones anteriores se enmarcan en lo dispuesto en la Regulación Regional, específicamente en los literales a), b) y c) del numeral 3.2.1, así como en los mismos literales del numeral 3.2.4.1, ambos del Libro II del RMER. Dichos apartados establecen que la operación técnica del MER se rige por un esquema jerárquico, en el cual el EOR lleva a cabo dicha operación en coordinación con los OS/OMS, procurando que se realice manteniendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) tanto a nivel nacional como regional. Lo anterior incluye la verificación por parte de los OS/OMS, de la prestación y cumplimiento de los servicios auxiliares regionales, entre otros aspectos.

En atención a lo planteado por la ASEP en la nota DSAN No. 2134-2024, se inició una investigación de oficio, cuyo propósito ha sido corroborar si, en el contexto de la recurrente activación del esquema de protección especial EDALTIBV y del EDACBF durante el 2024, el EOR, en coordinación con los OS/OMS de la región, han dado seguimiento y cumplimiento a la ejecución de acciones orientadas a mitigar la frecuencia de desconexiones de demanda regional derivadas de las aperturas del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México. Lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en la resolución CRIE-25-2021, así como de las instrucciones emitidas por la CRIE al EOR mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, y

conforme a lo dispuesto en los literales a), b) y c) del numeral 3.2.1, así como en los mismos literales del numeral 3.2.4.1, ambos del Libro II del RMER.

Para efectos de documentar el análisis realizado en la presente investigación de oficio, a continuación, se exponen la situación objeto de investigación. En primer lugar, se formula la hipótesis del caso objeto de investigación; posteriormente, se describe la metodología empleada para su desarrollo, y finalmente se detalla la información solicitada a las entidades involucradas.

### **Hipótesis del caso objeto de investigación**

En el contexto de la recurrente activación del esquema de protección especial EDALTIBV y del EDACBF durante el 2024, y con base en lo comunicado por la ASEP a esta Comisión mediante la nota DSAN No. 2134-2024, se presume que el EOR y los OS/OMS involucrados no han dado el debido seguimiento y cumplimiento al *“Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”*, así como a las demás actividades que han derivado de dicho Plan. Por lo tanto, la conducta de dichos actores del MER podría no ajustarse plenamente a lo establecido en la Regulación Regional, específicamente a lo relacionado con la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER), la cual debe ser realizada por el EOR en coordinación con los OS/OMS, manteniendo los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño tanto a nivel nacional como regional. Asimismo, dicha operación debe incluir la verificación, por parte de los OS/OMS, de la prestación y cumplimiento de los servicios auxiliares regionales, conforme lo establecido en los literales a), b) y c) del numeral 3.2.1, así como en los mismos literales del numeral 3.2.4.1, ambos del Libro II del RMER.

Además, se estima que la ausencia de medidas adicionales de carácter integral y coordinadas pudo haber repercutido en la frecuencia de desconexión de demanda regional durante el 2024, derivado de la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México, lo cual generó impactos negativos en el suministro regional de electricidad, así como consecuencias económicas y operativas para los agentes y usuarios finales de la región.

### **Metodología empleada en la investigación**

Para cumplir con el objetivo de la presente investigación, se adoptó una metodología cualitativa orientada en asegurar una evaluación transparente, imparcial y objetiva de la evidencia disponible. Esta metodología ha permitido documentar y verificar si se han adoptado e implementado las medidas o acciones remediales por parte del EOR y de los OS/OMS, para mitigar los efectos adversos que pudiesen afectar la operación técnica y comercial del MER, en seguimiento al *“Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”*, y a las demás actividades que han derivado de dicho Plan.

El análisis relacionado con la metodología empleada se basó en la revisión de lo siguiente:

- Informes técnicos y argumentos suministrados por las entidades involucradas, entre las que se incluyó a AES Panamá S.R.L. (agente de Panamá), el AMM (OS/OM del área de control de Guatemala), el CND-ETESA (OS/OM del área de control de Panamá), la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (agente de Guatemala), el CND-ENEE (OS/OM del área de control de Honduras), Sistemas Fotovoltaicos de Honduras S. A. de C. V. (agente generador de Honduras), Soluciones Energéticas Renovables S.A. de C. V. (agente generador de Honduras) y el EOR (Operador Regional).
- La Regulación Regional aplicable, con especial atención en lo relacionado con la operación técnica del SER que debe realizar el EOR en coordinación con los OS/OMS de la región, así como de las responsabilidades que deben cumplir los OS/OMS y los agentes del MER en el marco de dicha Regulación.

Esta metodología ha permitido obtener una comprensión amplia y detallada de las medidas o acciones remediales a las que ha dado seguimiento el EOR, los OS/OMS y los agentes involucrados. Lo anterior con el fin de determinar si el actuar de dichas entidades ha sido como se establece en la Regulación Regional, en el contexto de la recurrente apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México en 2024, y el consecuente impacto en la desconexión de demanda regional.

### **Información solicitada a las entidades involucradas**

Con base en lo manifestado por la entidad ASEP, mediante la nota DSAN No. 2134-2024, y en cumplimiento de los objetivos generales de la CRIE — específicamente lo dispuesto en el inciso “a” del artículo 22 del Tratado Marco, que establece que esta Comisión debe “(...) *Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.*” — así como en el ejercicio de las funciones de supervisión y vigilancia del funcionamiento del MER y la de hacer cumplir la normativa de dicho mercado establecida en la Regulación Regional, conforme a lo estipulado en el Segundo Protocolo al Tratado Marco y en el Libro IV del RMER, la CRIE solicitó información técnica y documental sobre el avance en la implementación o ejecución de las medidas o acciones remediales necesarias para mitigar la frecuencia de actuación de los esquemas denominados EDALTIBV y EDACBF en 2024.

Para solicitar información a las entidades involucradas se utilizó como criterio, con excepción del EOR, la recurrencia y frecuencia de los eventos originados en las áreas de control a las que pertenecen dichas entidades durante el 2024, los cuales involucraron la desconexión de demanda regional a través del esquema EDACBF, así como la falta de avances en la implementación de las acciones remediales establecidas tanto en el “*Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes*”, como en el resto de actividades derivadas de dicho Plan, particularmente en el período previo a la recepción de la nota DSAN No. 2134-2024 de la ASEP. Cabe destacar que, en el caso de aquellos eventos ocurridos antes de la recepción de dicha nota, pero cuya recurrencia y frecuencia no fueron

tan elevadas, como fue el caso de los originados en Nicaragua, el análisis se fundamentó en los informes finales de eventos que el EOR elabora y remite periódicamente a esta Comisión. Dichos informes contienen conclusiones e indicaciones sobre las acciones emprendidas por el EOR en coordinación con los OS/OMS, en aquellos casos que requieren mayor seguimiento y la ejecución de medidas orientadas a evitar la repetición de los eventos observados.

En cuanto a la información solicitada al EOR, esta se requirió en el marco de las funciones que dicho Operador Regional desempeña en la operación técnica del SER, en coordinación con los demás OS/OMS, conforme al orden jerárquico establecido en la Regulación Regional. Además, ello permitió a esta Comisión obtener información relacionada con entidades pertenecientes a áreas de control que actualmente se encuentran en proceso de implementación de las demás acciones remediales contempladas en las actividades derivadas del mencionado Plan, como es el caso de las áreas de control de El Salvador, Nicaragua y Costa Rica.

En este contexto, mediante las notas CRIE-SE-GT-GJ-SV-270-16-10-2024, CRIE-SE-GT-GJ-SV-271-16-10-2024, CRIE-SE-GT-GJ-SV-272-16-10-2024, CRIE-SE-GT-GJ-SV-273-16-10-2024, CRIE-SE-GT-GJ-SV-274-16-10-2024, CRIE-GT-GJ-SV-275-16-10-2024 y CRIE-GT-GJ-SV-276-16-10-2024, se solicitó información a las siguientes entidades respectivamente:

- AES Panamá S.R.L. (6GAES).
- Administrador del Mercado Mayorista de Guatemala (AMM).
- Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA).
- Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE-INDE).
- Centro Nacional de Despacho de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (CND-ENEE).
- Sistemas Fotovoltaicos de Honduras S. A. de C. V. (FOTERSA) y Soluciones Energéticas Renovables S.A. de C. V. (SERSA).
- Ente Operador Regional (EOR).

Las respuestas con la documentación requerida fueron entregadas a la CRIE entre el 5 y 12 de noviembre de 2024, constituyendo los insumos principales para la revisión inicial de la información que sustenta la presente investigación.

Tras esta primera revisión, se identificó la necesidad de solicitar información complementaria al AMM, al EOR y a ETCEE-INDE, dada la complejidad del caso en estudio y con el propósito de analizar eventos más recientes, con afectaciones en más de un área de control, así como contar con el estado e información más actualizada de la implementación de acciones remediales contenidas en el *“Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos*

*regionales recientes*” y del resto de actividades derivadas de dicho Plan. En consecuencia, se remitieron las notas CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025, CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025 y CRIE-GT-15-SV-01-11-2025, recibándose las respuestas el 7 de febrero, el 7 de marzo y el 31 de julio de 2025, respectivamente.

Tanto la documentación inicial como la complementaria han sido objeto de análisis y valoración por parte de la CRIE, en conjunto con los hechos expuestos por la ASEP, el CND-ETESA y la SNE de Panamá respectivamente, conformándose así la base de la presente investigación y los análisis relacionados.

Una vez recopilada la información pertinente, se llevó a cabo su revisión y análisis para determinar si se ha dado el debido seguimiento a la implementación de medidas o acciones correctivas para mitigar la frecuencia de activación del esquema EDALTIBV que ha provocado la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México, el cual ha derivado en la posterior activación del EDACBF provocando la desconexión de demanda regional. En este contexto, a continuación, se presentan los argumentos proporcionados por la ASEP, complementados con los del CND-ETESA y la SNE de Panamá, junto con el análisis realizado en cada caso, con base en la información remitida por las entidades involucradas.

### **1. Análisis CRIE relacionado con la acción remedial asociada a que se establezca en 150 MW la inyección máxima de potencia proveniente del sistema eléctrico mexicano al nodo Los Brillantes 400 kV en todos los escenarios de demanda**

Tanto la ASEP como la SNE hacen referencia a la acción remedial en cuestión y al análisis realizado por el EOR, en coordinación con los OS/OMS de la región, para establecer en 150 MW el límite máximo de transferencia de potencia desde México hacia el SER. Este valor fue determinado por el EOR con el objetivo de mitigar la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México, y, en consecuencia, evitar la desconexión de demanda regional. A continuación, se detalla la argumentación presentada por ambas entidades en las notas DSAN No. 2134-2024 y MIPRE-2024-0028862 respectivamente:

- **Argumentación contenida en la nota DSAN No. 2134-2024 de la ASEP**

“(…) A continuación, se presenta un cuadro con la cantidad de eventos regionales ocurridos en el año 2024 contabilizados hasta el 19 de septiembre, que provocaron la operación del EDACBF posterior a la apertura de la interconexión México-Guatemala, misma que previo a los eventos, operaba con flujos superiores a 150 MW, valor estimado por el EOR como valor máximo de inyección desde México hacia Guatemala para minimizar afectaciones: (…)”.

- **Argumentación contenida en la nota MIPRE-2024-0028862 de la SNE**

“(…) Entre estas medidas se encuentra limitar el flujo a través de la interconexión México-Guatemala a un valor de 150 MW, valor definido como resultado de análisis realizados por el Ente Operador Regional (EOR) y el Centro Nacional de Control de Energía de México (CENACE), estos mismos análisis arrojaron como resultado que este valor podrá ser incrementado en la medida que los países miembros del MER implementen los esquemas de acciones remediales o esquemas de desconexión de carga ante pérdida de

generación que brinden una mayor capacidad de respuesta ante eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER), pero su implementación se podrá llevar a cabo en un mediano plazo. // La solicitud de implementación de la medida antes mencionada fue realizada por el EOR al CENACE mediante nota EOR-PJD-26-09-2023-053 fechada 26 de septiembre de 2023 y de igual forma realizada al Administrador de Mercado Mayorista de Guatemala (AMM) mediante nota EOR-DE-05-09-2023-250 fechada 05 de septiembre de 2023, sin embargo, hasta la fecha dicha solicitud no se ha podido concretar. (...)

### **1.1 Aspectos relevantes identificados en la información remitida a la CRIE por las entidades involucradas, relacionados con la acción remedial asociada a que se establezca en 150 MW la inyección máxima de potencia proveniente del sistema eléctrico mexicano al nodo Los Brillantes 400 kV en todos los escenarios de demanda**

El 5 de octubre de 2023, el OS/OM del área de control de Guatemala (AMM) remitió al Ente Operador Regional (EOR) la nota GG-616-2023, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente: “(...) al (sic) solicitud de ‘...realizar las gestiones que sean necesarias para que la máxima inyección de potencia en el nodo Los Brillantes 400 kV se establezca en 150MW en los escenarios de demanda mínima, media y máxima.’, (...)”:

“(...) tomando en consideración que lo solicitado tiene implicaciones importantes para Guatemala y que esa condición tiene una temporalidad dada para la implementación de acciones remediales en cada una de las áreas de control del SER, se informa que se procederá a realizar los análisis correspondientes y para el efecto, será fundamental contar con el valioso apoyo del EOR brindando los insumos e información de suma relevancia que se necesite para llevar a cabo el análisis antes indicado.”.

El 23 de abril de 2024, el AMM remitió al EOR la nota GG-274-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente con relación al “*Convenio de Confidencialidad para Uso y Resguardo de los Modelos Equivalentes de Red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México, en formato del Programa PSS/E*” que fue trasladado por el EOR al AMM mediante la nota EOR-DE-26-02-2024-053 de fecha 26 de febrero de 2024:

“(...) Al respecto, luego de analizar el contenido del Convenio de Confidencialidad, se observa que sus términos restringen los derechos que pueda tener el OS/OM, como solicitante dentro del marco del Convenio; se limitan y no se contemplan excepciones razonables para el uso o manejo de la información solicitada por parte del OS/OM; no se percibe un trato igualitario a las partes que suscriban el Convenio de Confidencialidad, desfavoreciendo al OS/OM y no permite que los términos sean sujetos de observaciones o modificaciones. (...) // (...) Es importante tener en consideración que el acceso a la información que se solicita tiene implicaciones relevantes para el AMM, con el fin de reproducir el estudio de la inyección México hacia Guatemala remitido por el EOR mediante el oficio EOR-DE-05-09-2023-250 y que la información debe ser compartida con las autoridades del sector eléctrico de Guatemala y con los Agentes involucrados, siendo un insumo importante para la toma de decisiones del AMM en su objetivo de satisfacer el cubrimiento de la demanda eléctrica nacional de la República de Guatemala; entonces, no se trata de una petición infundada, sino del legítimo uso de información de un OS/OM para propósitos propios de la operación del área de control a su cargo. (...)”.

El 9 de septiembre de 2024, el EOR remitió al AMM la nota EOR-DE-09-09-2024-281, mediante la cual expresó lo siguiente en respuesta a la nota GG-274-2024:

“(...) en atención a su nota GG-274-2024 me permito indicarle que el ‘Convenio de Confidencialidad para el uso y resguardo de los Modelos equivalentes de Red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de

México, en formato del programa PSS/E' que actualmente se suscribe con los OS/OM, cuenta con la autorización del Representante Legal de CENACE, e incluye sus condiciones tanto para el acceso como para su uso, todo con base al 'Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional celebrado entre el EOR y el CENACE', que, en su cláusula décimo-octava, dice: // '... La información que con motivo de la celebración de este Convenio Marco obtengan las 'PARTES', no podrá ser dado a conocer a terceros ni ser utilizada para fines distintos a los estipulados en ese Convenio Marco, salvo autorización expresa y por escrito del Representante Legal de la otra 'PARTE' ...' // Por lo que con fundamento en ello y en un acuerdo de nuestra Junta Directiva, se gestionó ante el CENACE la revisión de la 'Propuesta de Convenio de Confidencialidad entre el EOR y Agentes del MER para el uso y resguardo de los Modelos equivalentes de Red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México, en formato del programa PSS/E', obteniéndose recientemente autorización del CENACE a su contenido, ya que no se transgrede lo acordado en el Convenio citado. // Debido a lo anterior, me permito informar que tal documento recién aprobado quedará a la disposición de los agentes del MER que necesiten dicha información. (...)"

El 20 de septiembre de 2024, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), a través del Informe No. GT-32-2024 relativo a los "*Eventos de impacto regional en el Sistema Eléctrico Regional (SER)*" que habían ocurrido hasta el 19 de septiembre de 2024, concluyó entre otros aspectos, lo siguiente:

"(...) Con respecto a la reducción de inyección de potencia en nodo Los Brillantes 400 kV desde el SIN de México a 150 MW en todos los escenarios de demanda, mientras se implementan los DAC en cada área de control del SER, aunque el EOR había recibido un plan de trabajo por parte del AMM para analizar lo solicitado, un año después no se ha logrado implementar."

El 24 de septiembre de 2024, el AMM remitió al EOR la nota GG-586-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota EOR-DE-09-09-2024-081:

"(...) Atentamente, agradecemos la respuesta a nuestra solicitud contenida en nota GG-274-2024, dada a través del oficio EOR-DE-09-09-2024-281. Sin embargo, de lo manifestado por el EOR, no queda claro si el convenio que originalmente se discutió con el Centro Nacional de Control de Energía de México (CENACE), se modificó de tal forma que permita compartir la información de mérito con las autoridades del subsector eléctrico guatemalteco. // (...) Al respecto, atentamente solicito se aclare lo manifestado por el EOR en el oficio EOR-DE-09-09-2024-281, indicando si con la suscripción del convenio de confidencialidad antes mencionado, se permite el acceso y uso de los modelos equivalentes de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México en el formato del programa PSS/E, por parte de las autoridades del subsector eléctrico de Guatemala. (...)"

El 5 de noviembre de 2024, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-644-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-271-16-10-2024 en el marco de la presente investigación de oficio:

"(...) En atención a lo solicitado, en el Anexo 1 adjunto a esta nota, podrá encontrar el detalle de lo actuado por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) con relación a la solicitud del oficio EOR-DE-05-09-2023-250 del Ente Operador Regional (EOR). Dentro de ello, es importante hacer notar que, a través de la nota GG-616-2023, de fecha 5 de octubre de 2023, el AMM informó al EOR que, tomando en consideración las importantes implicaciones que tiene para Guatemala lo solicitado, así como que esa condición tienen (sic) una temporalidad que depende de la implementación de acciones remediales en cada una de las áreas de control del SER, se realizarían los análisis correspondientes y, para el efecto, resultaba fundamental contar con el valioso apoyo del EOR, al que se solicitó brindar los insumos e información relevante. Sin embargo, aún no ha sido posible pronunciarse sobre la solicitud mencionada por carecer de la información

necesaria para tal propósito, dado que dicho ente operador, hasta la presente fecha, no la ha completado, pese a habérsela requerido reiteradamente. (...)”.

En el documento “*Anexo 1 Resp CRIE-SE-GJ-GT-SV-271*” que acompañó la nota GG-644-2024, el AMM expresó, entre otras cosas, lo siguiente:

“(…) 24 de septiembre de 2024, nota AMM GG-586-2024: // El AMM indica que no queda claro si el convenio que originalmente se discutió con el Centro Nacional de Control de Energía de México (CENACE), se modificó de tal forma que permita compartir la información de mérito con las autoridades del subsector eléctrico guatemalteco. // Se reitera lo manifestado a través de la nota GG-274-2024, en el sentido de que es importante tener en consideración que el acceso y uso de los modelos equivalentes de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México en el formato del programa PSS/E, tiene implicaciones importantes para Guatemala en el contexto de lo solicitado por el EOR mediante el oficio EOR-DE-05-09-2023-250, en virtud de que la información requerida debe ser compartida con las autoridades del sector eléctrico de Guatemala y con los Agentes involucrados, siendo un insumo importante para la toma de decisiones relacionadas con el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional de la República de Guatemala. // Se solicita se aclare lo manifestado por el EOR en el oficio EOR-DE-09-09-2024-281, indicando si con la suscripción del convenio de confidencialidad antes mencionado, se permite el acceso y uso de los modelos equivalentes de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México en el formato del programa PSS/E, por parte de las autoridades del subsector eléctrico de Guatemala. // Nota: a la fecha el EOR no ha dado respuesta a esta solicitud. (...)”.

El 7 de noviembre de 2024, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-11-2024-368, en respuesta a la nota CRIE-GT-GJ-SV-276-16-10-2024 en el marco de la presente investigación de oficio. Junto con su respuesta, el EOR adjuntó, entre otros documentos, el informe técnico titulado “*368-Informe técnico-Nota CRIE-GT-GJ-SV-276-16-10-2024*”, en el cual manifestó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(…) a) El tema de la interconexión México – Guatemala, es de vieja data y el EOR ha hecho todo lo posible dentro de su ámbito de gestión, para que se disminuya ese intercambio tal como se ha descrito en varios informes técnicos. // b) En este sentido, ante la solicitud del EOR, mediante el oficio EOR-DE-05-09-2023-250 del 5 de septiembre de 2023, de disminuir la inyección a 150 MW, el AMM respondió mediante nota GG-631-2023 y GG-635-2023 de octubre de 2023 (Anexo F), que revisarían el tema y que realizarían sus propios análisis y solicitó las bases de datos del SIN de México. // c) En febrero de 2024, mediante nota EOR-DE-05-02-2024-036 (Anexo F) el EOR comunicó a los OS/OM de la región sobre la disponibilidad de los modelos del SIN de México que están disponibles para estudio eléctricos de seguridad operativa del SER, previa firma de un convenio de confidencialidad, que incluye cláusulas que el Centro de Control de Energía de México (CENACE), como propietario de la información fijó como condiciones para su divulgación. // d) A la fecha de este informe, además de otros requisitos de información, mediante notas GG-274-2024 y GG-586-2024 (Anexo F) el AMM aún no ha firmado el convenio aduciendo sus objeciones legales, pese que hay otros OS/OM que sí lo han realizado y ya lo han suscrito. // e) No obstante lo anterior, el EOR ha iniciado recientemente, con instrucciones de la Junta Directiva del EOR, una nueva gestión con el CENACE y con todos los OS/OM para intentar cumplir con todos los requisitos de información solicitados por el AMM, tanto para firmar el Convenio de Confidencialidad del Modelo del SIN de México, como para compartir información técnica con las instituciones del sector eléctrico de Guatemala, ante lo cual todavía se está en espera de respuesta del CENACE de México, para que con dicha respuesta del CENACE, el AMM finalmente se exprese sobre la solicitud de reducir la inyección desde México hacia Guatemala a 150 MW. // f) Por lo que esperamos que, una vez el CENACE de México responda al requerimiento hecho por el EOR y en caso de ser afirmativo, en el corto plazo poder contar con la respuesta afirmativa del AMM y que sea de beneficio para el SER y el MER, de lo cual se estaría informando oportunamente a la CRIE. (...)”.

El 7 de febrero de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-02-2025-168, en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025 en el marco de la presente investigación de oficio. Junto con su respuesta, el EOR adjuntó, entre otros documentos, el informe titulado “*Anexo I.- Informe a CRIE avance acciones remediales SER (Feb-2025)*”, en el cual manifestó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“AMM puso como condición que se pueda (sic) compartir las Bases de Datos incluyendo el Modelo Equivalente de México con el Ministerio de Energía y la CNEE de Guatemala, por tanto, no ha iniciado aún los análisis eléctricos de validación para reducir al (sic) 150 MW la inyección desde México, además el AMM aún no ha suscrito (sic) Convenio de Confidencialidad para compartirle el modelo equivalente del SIN de México, el cual ha solicitado para sus propios análisis. EOR ha gestionado con CENACE el requerimiento del AMM y se espera dar respuesta en marzo 2025.”.

El 7 de marzo de 2025, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-145-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025 en el marco de la presente investigación de oficio:

“(…) El avance del Planta (sic) de Trabajo para que se realicen los análisis indicados por el AMM, en la nota GG-616-2023, está a la espera de que el Ente Operador Regional -EOR- dé (sic) respuesta a lo siguiente: // 6.1. GG-735-2023, 8 de diciembre de 2023, ECS DAC: // 6.1.1. Trasladar al AMM las respuestas oficiales remitidas (sic) los OS/OM sobre la implementación de los ECS DAC. // 6.1.2. Confirmar si el AMM puede compartir los análisis y resultados del estudio realizado por EOR-CENACE a los Agentes de Guatemala que lo solicitaron. // 6.2. GG-615-2024, 10 de octubre de 2024, “Confidencialidad indicada por el EOR para el uso de la información de las ENS”. Se solicita al EOR confirmar si se ha eliminado la restricción de confidencialidad sobre el uso de la información de la ENS establecida en la nota EOR-GOS-14-11-2023-154. // 6.3. GG-586-20024, 24 de septiembre de 2024, sobre el “Convenio de Confidencialidad”: aclaración sobre lo manifestado por el EOR en el oficio EOR-DE-09-09-2024-281, indicando si con la suscripción del convenio de confidencialidad, se permite el acceso y uso de los modelos equivalentes de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México en el formato del programa PSS/E, por parte de las autoridades del subsector eléctrico de Guatemala. (...)”.

## **1.2 Resultados y conclusiones del análisis CRIE relacionado con la acción remedial asociada al establecimiento de 150 MW como máxima inyección de potencia proveniente del sistema eléctrico mexicano al nodo Los Brillantes 400 kV en todos los escenarios de demanda**

Como se mencionó anteriormente, tanto la ASEP como la SNE se pronunciaron en las notas DSAN No. 2134-2024 y MIPRE-2024-0028862 respectivamente, sobre la acción remedial asociada a establecer en 150 MW la inyección máxima de potencia, desde México hacia el SER, en el nodo Los Brillantes 400 kV para todos los escenarios de demanda, acción que el EOR solicitó implementar al AMM con el fin de mitigar la recurrencia de la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México.

En particular, la SNE argumentó que dicha acción remedial no ha sido implementada, a pesar de que el EOR realizó la solicitud al AMM mediante la nota EOR-DE-05-09-2024-250 del 5 de septiembre de 2023. Esta situación se ha evidenciado en la operación en tiempo real, ya que previo a la ocurrencia de eventos en los que actuaron los esquemas EDALTIBV y EDACBF en 2024 — específicamente hasta el 19 de septiembre— se observaron flujos superiores a los 150 MW en el referido enlace extraregional, previo a la ocurrencia del evento, argumento que también fue

manifestado por la ASEP, y que fue constatado por esta Comisión durante la revisión de los informes finales de dichos eventos, elaborados por el EOR con base en la información proporcionada por los OS/OMS y en datos de la operación en tiempo real del SER.

En ese contexto, tras la revisión de la información remitida tanto por el EOR como por el AMM a esta Comisión, en el marco de la presente investigación, se observó que, el EOR ya se encontraba realizando las gestiones correspondientes para dar respuesta al AMM respecto a la información requerida por dicho OS/OM para realizar los análisis señalados en la nota GG-616-2023 del 5 de octubre de 2023. Estos análisis están vinculados con la acción remedial que consiste en establecer un límite máximo de inyección de potencia de 150 MW en el nodo Los Brillantes 400 kV, aplicable a todos los escenarios de demanda.

Dicha acción se enmarca en el cronograma de trabajo solicitado por la CRIE al EOR mediante la nota CRIE-GT-28-12-10-2023 del 12 de octubre de 2023, el cual fue desarrollado en coordinación con el AMM para la realización de los mencionados análisis. Este cronograma fue remitido por el EOR a la CRIE mediante la nota EOR-GOS-26-10-2023-145 del 26 de octubre de 2023.

Con base en lo anterior, es importante destacar que la información requerida por el AMM para realizar los análisis señalados en la nota GG-616-2023 se refiere, principalmente, a las respuestas de los demás OS/OMS al EOR, respecto a la solicitud de implementación de los Esquemas de Control Suplementario EDAC (Desconexión Automática de Carga por pérdida de generación en cada área de control).

Además, el OS/OM del área de control de Guatemala requirió información sobre montos de Energía No Suministrada (ENS) por cada área de control durante eventos en los que actuó el EDACBF, así como los respectivos Costos de Energía No Suministrada (CENS). También requirió aclaraciones sobre el acceso y uso de los modelos equivalentes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México en formato PSS/E, y la posibilidad de compartir dicha información con las autoridades del subsector eléctrico de Guatemala y con los agentes involucrados.

En particular, el AMM también solicitó al EOR permitir a las autoridades del subsector eléctrico de Guatemala el uso de los modelos equivalentes del SIN de México, dada la importancia de implementar la acción remedial que consiste en que el flujo máximo de potencia proveniente de México hacia Guatemala sea no mayor a 150 MW, con el propósito de mitigar la recurrencia de la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México.

Derivado de lo anterior, y conforme a lo establecido en el artículo 10 y en el inciso b) del artículo 28 del Tratado Marco —relativos a que el EOR debe realizar la operación del sistema en coordinación con los OS/OMS de los países miembros, con criterio de despacho económico y procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad en el suministro de electricidad en la región—, así como lo dispuesto en el numeral 3.2.1 del Libro II del RMER —el cual establece que la operación técnica del MER se basa en un esquema jerárquico, en el que el EOR coordina dicha operación con los OS/OMS—, y considerando lo dispuesto en la resolución CRIE-25-2021, mediante la cual se resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente: “**PRIMERO. INSTAR al Ente Operador Regional (EOR) y a los Operadores de Sistema y Mercado (OS/OMs),**

*a dar seguimiento y cumplimiento al “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, remitido por el EOR mediante el oficio EOR-GPO-24-08-2021-145 y a identificar e implementar las acciones remediales o soluciones operativas necesarias para atender los eventos que pudieren afectar la operación regional y que produzcan contingencias múltiples y/o eventos en cascada en el Sistema Eléctrico Regional (SER), con similares características y que puedan causar, entre otros; sobrecargas, pérdidas de generación, la actuación de Esquemas de Control Suplementario (ECS) y la desconexión de demanda por la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia Regional (EDACBF).”, y con base en el literal a) del numeral 1.5.2.1 del Libro I del RMER —que establece que la CRIE tiene como objetivo hacer cumplir la normativa del MER establecida en la Regulación Regional—, así como en el literal b) del numeral 1.5.2.3 del mismo libro —que dispone que la CRIE es responsable de la supervisión y vigilancia del MER—, se considera pertinente que esta Comisión reitere al EOR y al AMM para que, de forma coordinada, den cumplimiento al cronograma de trabajo relacionado con los análisis indicados por el AMM en su nota GG-616-2023, el cual fue remitido por el EOR a la CRIE mediante la nota EOR-GOS-26-10-2023-145.*

Dichos análisis deben conducir a que el AMM gestione el establecimiento de un límite máximo de inyección de potencia de 150 MW, desde México, en el nodo Los Brillantes 400 kV, aplicable a todos los escenarios de demanda.

El cumplimiento del referido cronograma de trabajo debe considerar el seguimiento por parte del EOR en relación con las respuestas al AMM, requeridas por dicho OS/OM para realizar los análisis señalados en la nota GG-616-2025. La información requerida se detalla en la nota GG-145-2025 del 7 de marzo de 2025, dirigida a esta Comisión:

“6.1. GG-735-2023, 8 de diciembre de 2023, ECS DAC: // 6.1.1. Trasladar al AMM las respuestas oficiales remitidas (sic) los OS/OM sobre la implementación de los ECS DAC. // 6.1.2. Confirmar si el AMM puede compartir los análisis y resultados del estudio realizado por EOR-CENACE a los Agentes de Guatemala que lo solicitaron. // 6.2. GG-615-2024, 10 de octubre de 2024, “Confidencialidad indicada por el EOR para el uso de la información de las ENS”. Se solicita al EOR confirmar si se ha eliminado la restricción de confidencialidad sobre el uso de la información de la ENS establecida en la nota EOR-GOS-14-11-2023-154. // 6.3. GG-586-2024, 24 de septiembre de 2024, sobre el “Convenio de Confidencialidad”: aclaración sobre lo manifestado por el EOR en el oficio EOR-DE-09-09-2024-281, indicando si con la suscripción del convenio de confidencialidad, se permite el acceso y uso de los modelos equivalentes de la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de México en el formato del programa PSS/E, por parte de las autoridades del subsector eléctrico de Guatemala. (...)”.

En ese sentido, de conformidad con lo establecido en el resuelve segundo de la resolución CRIE-25-2021, así como con lo requerido mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, el EOR deberá continuar informando a esta Comisión, con periodicidad bimensual, sobre los avances en la ejecución del citado cronograma de trabajo —originalmente remitido mediante la nota EOR-GOS-26-10-2023-145—, detallando el progreso alcanzado en cada una de las etapas del proceso de implementación de la referida acción remedial.

## **2. Análisis CRIE relacionado con los eventos que provocaron la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México durante agosto y septiembre de 2024**

Con relación a los eventos que provocaron la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México durante 2024, la ASEP, el CND-ETESA y la SNE se pronunciaron sobre su ocurrencia y las consecuencias asociadas, incluyendo la desconexión de demanda regional. Estas entidades destacaron, en particular, los eventos registrados en agosto y septiembre de 2024, así como las áreas de control donde principalmente se originaron, como Guatemala, Honduras y Nicaragua.

No obstante, también se reportó un aumento significativo de eventos en el área de control de Panamá antes del período comprendido entre agosto y septiembre de 2024, los cuales igualmente provocaron la apertura del enlace extraregional y la consiguiente desconexión de demanda regional. Esta situación ha sido considerada en el presente análisis, incluyendo lo señalado expresamente por la ASEP respecto al valor de operación del flujo entre el SER y el sistema eléctrico de México, que alcanzó los 264 MW antes del evento ocurrido el 16 de septiembre de 2024, según lo manifestado por dicha entidad:

- **Argumentación contenida en la nota DSAN No. 2134-2024 de la ASEP**

“La necesidad de adoptar medidas urgentes queda evidenciada en el reporte de evento N° 223-9-2024 del 16 de septiembre de 2024, elaborado por el Ente Operador Regional, que detalla cómo la pérdida de 61.73 MW de generación en Honduras, en un momento en que el flujo de la interconexión México-Guatemala alcanzaba los 264 MW, provocó un aumento de flujo en la misma, y, en consecuencia, la apertura de la citada interconexión, agravando la afectación regional. Esto derivó en la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en Costa Rica y Panamá. (...)”.

- **Argumentación contenida en la nota ETE-DCND-017-2024 del CND-ETESA**

“(…) los últimos eventos en el SER que han provocado la apertura de la interconexión México – Guatemala y las consecuencias que esto provoca, son eventos de pérdidas de generación en Honduras de solo 80 MW (en ocasiones de hasta menos capacidad), pérdidas de generación en Nicaragua de unos cientos de MW y eventos en líneas de transmisión en Guatemala (...)”.

- **Argumentación contenida en la nota MIPRE-2024-0028862 de la SNE**

“Durante el periodo transcurrido entre el 01 de enero al 09 de septiembre del año 2024 esta interconexión ha registrado 34 aperturas, con un marcado aumento en la frecuencia de estas aperturas en los últimos 30 días ya que 15 de las mencionadas aperturas se concentran en el período comprendido entre el 18 de agosto al 09 de septiembre del año en curso. // De las mencionadas aperturas, 22 han activado el precitado esquema regional de desconexión de carga por baja frecuencia y la consecuente interrupción de suministro eléctrico a los clientes finales de todos los países miembros del Mercado Eléctrico Regional (MER). (...)”.

## **2.1 Aspectos relevantes relacionados con los eventos que provocaron la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México durante agosto y septiembre de 2024**

El 11 de septiembre de 2024, el OS/OM del área de control de Guatemala (AMM) remitió al agente guatemalteco Ingenio Palo Gordo, S.A., la nota GOS-CEE-092-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, en relación con el evento ocurrido el 2 de septiembre de 2024 a las 11:32 horas, originado por una falla en la línea de transmisión Palo Gordo – Siquinalá 230 kV, solicitó lo siguiente:

“1. Verificar el ajuste de zona 2 de la protección de distancia que es utilizado dentro del esquema de teleprotección POTT. // 2. Para mejorar la sensibilidad de detección de fallas de alta resistencia, se recomienda incluir en la lógica de protección elementos de sobrecorriente direccional dentro del esquema POTT, para lo cual agradeceremos llevar a cabo (sic) el análisis correspondiente y trasladarlo al AMM para su análisis. Luego de esto se deberá llevar a cabo un proceso coordinado con el agente propietario de las protecciones de la subestación Siquinalá para su implementación en campo. (...)”.

El 20 de septiembre de 2024, la CRIE, a través del Informe No. GT-32-2024, relativo a los eventos en el SER que involucraron la actuación del esquema EDACBF, ocurridos hasta el 19 de septiembre de 2024, concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(…) A pesar de que el EOR, en el año 2023 informó la inclusión de la Central Costa Norte dentro del esquema SPEAR, esta sigue presentando eventos que además de las afectaciones al área de control de Panamá provoca la actuación del EDACBF regional.”.

El 2 de octubre de 2024, el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA) remitió al agente AES Panamá S.R.L. (6GAES), la nota ETE-DCND-GOP-PMP-721-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, realizó las siguientes consultas:

“2. Les consultamos si es posible que provean las señales asociadas a los controles de las unidades de la central Costa Norte asociadas a pérdidas de generación sin apertura de interruptores de las unidades, para que éstas sean entregadas al SPEAR para la atención de oportunidad de mejora identificada para las contingencias de esta central. Para ello le solicitamos una matriz de las posibles pérdidas de generación de las unidades de esta central en las que no se involucre la apertura de interruptores. Con relación a estas señales, solicitamos que sea informado al CND el tiempo estimado en el que se podría disponer de éstas, una vez se identifique las que son requeridas para el SPEAR. // 3. Adicionalmente, les consultamos si es posible contar con una señal proveniente de la central para identificación de la operación de las turbinas de gas en ciclo abierto o en configuración de ciclo combinado para mejora de la acción de tiro de carga de las contingencias de la central implementadas en el SPEAR. (...)”.

El 8 de octubre de 2024, el AMM remitió al agente Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE-INDE) la nota GOS-CEE-098-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, solicitó lo siguiente en relación con eventos ocurridos durante septiembre de 2024 en la línea de transmisión Palo Gordo – Siquinalá 230 kV y en el enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México:

“1. Las oscilografías. // 2. Causa de los eventos. // 3. Plan y cronograma de trabajo en el que se detallen las acciones a emprender para prevenir que vuelvan a ocurrir. (...)”.

El 9 de octubre de 2024, el Ente Operador Regional (EOR) remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-09-10-2024-138, mediante la cual, entre otros documentos, adjuntó “(...) *los informes finales elaborados por el EOR (...)*” correspondientes a los eventos ocurridos en septiembre de 2024. En particular, en estos informes finales, el EOR destacó los siguientes aspectos relacionados con los eventos ocurridos el 2, 15 y 16 de septiembre de 2024:

- Con respecto del informe final del evento ocurrido el 2 de septiembre de 2024 a las 15:18:44 horas, el EOR incluyó en dicho documento la descripción del evento, las conclusiones alcanzadas y las acciones y recomendaciones formuladas por el propio EOR, en coordinación con los OS/OMS, en relación con ese suceso:

“(...) A las 15:18:42 hrs, se reporta la pérdida de 132 MW de generación en el área de Nicaragua, involucrando la planta Nicaragua y AMMFELS, por falla en un transformador de corriente y línea de transmisión, por lo que algunas unidades generadoras salieron de servicio, (...)”.

“(...) Los ECS regionales, instalados en las áreas de control de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, operaron correctamente al no activarse, dado que no se cumplieron las condiciones para ello. // (...) Todas las etapas de desconexión de carga del EDACBF regional, operaron con buen desempeño en las áreas de control del SER, desconectando los montos de carga correspondientes y cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2.6.16 del RMER. (...)”.

“(...) El EOR está dando seguimiento en coordinación con el CTSO, sobre el desempeño de la respuesta regulación primaria de frecuencia de las áreas de control para cumplir con lo establecido en el numeral 16.2.7.9 del libro III (sic) del RMER.”.

- Con respecto del informe final del evento ocurrido el 15 de septiembre de 2024 a las 15:37 horas, el EOR incluyó en dicho documento la descripción del evento, las conclusiones alcanzadas y las acciones y recomendaciones formuladas por el propio EOR, en coordinación con los OS/OMS, en relación con ese suceso:

“Entre las 15:37:25.941 y 15:37:27.881 horas del día 15 de septiembre de 2024, se presenta disparo en cascada en líneas de 138 kV y 230 kV en el área de control de Nicaragua debido a la no apertura del polo del interruptor en SE Los Brasiles 230 kV (línea Los Brasiles – Mateare I 230 kV) por falla mecánica en fase C, quedando en condición de cero voltaje las subestaciones Los Brasiles, Acahualinca y Asososca con sus correspondientes transformadores de distribución y autotransformadores. Los disparos en cascada provocan la salida de 125 MW de carga y 53 MW de generación en el área de control de Nicaragua. (...)”.

“(...) La etapa I de desconexión de carga del EDACBF regional operó correctamente en lo que respecta a la frecuencia mínima de activación y en lo que respecta a los montos de carga mínimos a desconectar para mantener control de frecuencia.”.

“El área de control de Nicaragua en coordinación con el agente transmisor involucrado determinará las causas y tomaron las acciones necesarias para mantener las condiciones seguras de operación. Esto incluye la revisión las protecciones eléctricas actuadas en el presente evento, así como también de los planes de mantenimiento de los equipos involucrados.”.

- Con respecto del informe final del evento ocurrido el 16 de septiembre de 2024 a las 15:29:46 horas, el EOR describió en dicho informe los siguientes aspectos relacionados con las condiciones operativas previas y con la descripción del referido evento:

“Previo a ocurrir el evento de las 15:29 horas, el programa de intercambio real desde el sistema eléctrico de México se encontraba en 269 MW (de un programa de 239 MW), para el periodo de mercado en el que ocurrió el evento, además no se reportan contingencias previas en la red de transmisión regional (RTR) o modificaciones al despacho programado de generación. (...) // A las 15:29:45 horas, ocurre falla y apertura de la línea 230 kV Prados – León I, actuación de su relé 21L en ambos extremos, todo lo anterior provoca un hueco de tensión en la zona, por lo que se da la pérdida de aproximadamente 62 MW de generación fotovoltaica, en la zona sur del área de control de Honduras. (...)”.

El 15 de octubre de 2024, el agente Ingenio Palo Gordo, S.A. remitió al AMM nota sin referencia, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota GOS-CEE-092-2024:

“(…) con relación a la nota No. GOS-CEE-092-2024 emitida en la fecha 11 de septiembre de 2024, Ingenio Palo Gordo S.A. informa que desde la fecha de su emisión se han estado coordinando actividades para llevar a cabo el estudio y análisis de la falla ocurrida el 2 de septiembre, por lo que damos a la tarea de enumerar las actividades llevadas a cabo hasta el momento: // (...) (11/09/2024) se discutió la falla con nuestro asesor externo local en protecciones, se le compartieron los archivos en formato CEV y COMTRADE generados por el relevador principal, después de un exhaustivo análisis confirmo que efectivamente hay un comportamiento anormal en el sistema de protecciones. // (...) 16/09/2024 se le hizo entrega al asesor de un relevador para someterlo a un grupo de pruebas para luego llegar a la conclusión que el problema no radica en el hardware de los relevadores. // (...) 25/09/2024 se escaló el nivel de análisis trasladando la información disponible a personal de soporte de ingeniería del fabricante de relevadores SEL, quedando a la espera de la conclusión que pueda sacar el equipo de ingeniería. // (...) 8/10/2024 se sostuvo una reunión virtual con personal del AMM, Ingenio palo gordo y asesor llegando a un acuerdo de colaboración para recopilar más información acerca de datos relevantes necesarios para continuar con el análisis del sistema de protección. // (...) hemos recopilado la mayoría de información solicitada por el fabricante gracias al apoyo del personal del AMM, dicha información ya ha sido trasladada para el respectivo análisis, por lo que hemos solicitado que el fabricante nos asigne una fecha límite para poder compartimos las respectivas conclusiones y poder trabajar en la implementación necesaria para corregir el problema. // El fabricante está solicitando un tiempo de 30 días para poder generar un informe con las conclusiones de lo observado, (...)”.

El 16 de octubre de 2024, el agente ETCEE-INDE remitió al AMM la nota SOM-560-O-232-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota GOS-CEE-098-2024:

“Se hace la aclaración que en general los eventos se originaron por temas fuera del control de ETCEE por lo que se recalca la necesidad de considerarlos como de FUERZA MAYOR. // Nota: En el documento de referencia GOS-CEE-098-2024 del AMM se describe el disparo de la línea Palo Gordo-Siquinalá 230 KV con fecha 05/09/2024, sin embargo, dicha línea no presentó falla en la fecha antes mencionada, se hace la aclaración que la línea que presentó falla en la fecha solicitada corresponde a la línea Palo Gordo-Los Brillantes 230 KV. // 1. Falla en la línea Palo Gordo – Siquinalá 230 kV // Fecha: 02/09/2024 // Hora: 11:32 (...) // El disparo de la Línea de Transmisión Palo Gordo-Siquinalá se debe a que entre las Estructuras No. 41 y No. 42 un árbol que se encontraba fuera del derecho de vía fue derribado por los fuertes vientos que azotaron la zona y por su gran tamaño hizo contacto con la línea de transmisión, (...) // En base al tipo de evento que originó la falla el plan de trabajo para mitigación consistió en limpiar el área de los escombros. Así mismo para reducir la probabilidad de ocurrencia se revisó la brecha de la línea dentro del derecho de vía correspondiente en las cercanías del punto de ocurrencia de la falla mencionada determinándose que la brecha es correcta y se encuentra en buen estado. (...) // Se hace la observación que anualmente se realiza un mantenimiento a la brecha de la línea estando actualmente en buenas condiciones. (...) // 2. Falla en la línea Palo Gordo-Los Brillantes 230 kV (El AMM lo registró como falla en línea Palo Gordo – Siquinala (sic)) // Fecha: 05/09/2024 // Hora: 11:46 (...) // El disparo de la Línea de Transmisión Palo Gordo-Los Brillantes se debe a que entre las Estructuras No. 210 y No. 211 un árbol que se encontraba fuera del

derecho de vía fue derribado por los fuertes vientos que azotaron la zona y por su gran tamaño hizo contacto con la línea de transmisión, (...) // En base al tipo de evento que originó la falla el plan de trabajo para mitigación consistió en limpiar el área de los escombros. Así mismo para reducir la probabilidad de ocurrencia se revisó la brecha de la línea dentro del derecho de vía correspondiente en las cercanías del punto de ocurrencia de la falla mencionada determinándose que la brecha es correcta y se encuentra en buen estado. (...) // Se hace la observación que anualmente se realiza un mantenimiento a la brecha de la línea estando actualmente en buenas condiciones. (...) // 3. Falla en la línea Palo Gordo-Siquinalá 230 kV // Fecha: 14/09/2024 // Hora: 18:04 (...) // De los registros oscilográficos y la información proporcionada por personas lugareñas (personas que viven en el área en el que se registró la falla) quienes indicaron que existieron fuertes vientos y tormenta con lluvia, se considera que la falla en la Línea de Transmisión Palo Gordo-Siquinalá se originó de un objeto desconocido, el cual fue desplazado por los fuertes vientos e hizo contacto transitorio con la línea, (...) // En base al tipo de evento que originó la falla el plan de trabajo para mitigación consistió en realizar una inspección pedestre a lo largo de la línea de transmisión en cercanías a las ubicaciones registradas por los relevadores de protección, con el objetivo de corroborar la existencia de escombros o de algún objeto que haya sido la causa de dicha falla, sin encontrar evidencias, por lo que se considera que la misma se originó del contacto transitorio de un objeto que fue desplazado por los fuertes vientos que azotaban la zona. // Adicionalmente a manera preventiva se procedió a revisar la brecha de la línea dentro del derecho de vía correspondiente en las cercanías del punto de ocurrencia de la falla, confirmándose que la brecha es correcta y se encuentra en buen estado. (...) // Se hace la observación que anualmente se realiza un mantenimiento a la brecha de la línea estando actualmente en buenas condiciones. (...) // 1. Disparo de la línea de interconexión Los Brillantes-Tapachula Potencia 400 kV // Fecha: 27/09/2024 // Hora: 13:51 (...) // El disparo de la línea de interconexión Los Brillantes-Tapachula Potencia se debe a una falla localizada en territorio mexicano la cual fue detectada y liberada correctamente por las protecciones en Subestación Los Brillantes de acuerdo con las distancias registradas por los relevadores de protección, (...) De lo anterior se puede concluir que el evento esta fuera del control de ETCEE y que el mismo se originó en el tramo de línea de transmisión que se encuentra en territorio mexicano (...) // En base al tipo de evento que originó el disparo de la línea el plan de trabajo para mitigación consistió en realizar una inspección pedestre a lo largo de la línea de transmisión en cercanías a la ubicación registrada por los relevadores de protección específicamente entre las estructuras No. 145 a la No. 153 (última estructura ubicada en territorio guatemalteco), con el objetivo de corroborar la existencia de escombros o de algún objeto que haya sido causa de la falla. // De lo anterior no se encontró evidencia de escombros u objetos que hayan provocado el disparo de la línea en los tramos ubicadas (sic) en territorio guatemalteco, confirmándose que dicha falla se originó en el tramo de la línea de transmisión que se encuentra en territorio mexicano. Adicionalmente a manera preventiva se procedió a revisar la brecha de la línea en el territorio guatemalteco en las cercanías del punto de ocurrencia de la falla, corroborándose que la brecha es correcta y se encuentra de forma satisfactoria, en el trayecto de la línea. (...) // (...) se hace la observación que anualmente y cuando se necesario; se realizan mantenimientos de: // (...) Brecha de la línea, estando actualmente en buenas condiciones. // (...) Inspecciones pedestres, a lo largo de la línea. // Al hilo de guarda. // 2. Disparo de la línea de interconexión Los Brillantes-Tapachula Potencia 400 kV // Fecha: 27/09/2024 // Hora: 14:09 (...) // El disparo de la línea de interconexión Los Brillantes-Tapachula Potencia se debe a una falla localizada en territorio mexicano la cual fue detectada y liberada correctamente por las protecciones en Subestación Los Brillantes de acuerdo con las distancias registradas por los relevadores de protección, (...) De lo anterior se puede concluir que el evento esta fuera del control de ETCEE y que el mismo se originó en el tramo de línea de transmisión que se encuentra en territorio mexicano (...) // En base al tipo de evento que originó el disparo de la línea el plan de trabajo para mitigación consistió en realizar una inspección pedestre a lo largo de la línea de transmisión en cercanías a la ubicación registrada por los relevadores de protección específicamente entre las estructuras No. 130 a la No. 153 (última estructura ubicada en territorio guatemalteco), con el objetivo de corroborar la existencia de escombros o de algún objeto que haya sido causa de la falla. // De lo anterior no se encontró evidencia de escombros u objetos que hayan provocado el disparo de la línea en los tramos ubicados en territorio guatemalteco, confirmándose que dicha falla se originó en el tramo de la línea de transmisión que se encuentra en territorio mexicano. Adicionalmente a manera preventiva se procedió a revisar la brecha de la línea en el territorio guatemalteco en las cercanías del punto de ocurrencia de la falla, corroborándose que la brecha es correcta y se encuentra de forma satisfactoria, en el trayecto de la línea. (...) // (...) se hace la observación que

anualmente y cuando se necesario; se realizan mantenimientos de: // (...) Brecha de la línea, estando actualmente en buenas condiciones. // (...) Inspecciones pedestres, a lo largo de la línea. // Al hilo de guarda. // (...) Conclusiones // De lo anterior se puede concluir que los eventos de falla en las líneas de transmisión Palo Gordo-Siquinalá, Palo Gordo-Los Brillantes y Los Brillantes-Tapachula en las fechas indicadas según las tablas No.1 y No.2 del documento de referencia GOS-CEE-098-2024 del AMM se encuentran fuera del alcance del control de ETCEE y se reitera la necesidad de considerar dichos eventos como de FUERZA MAYOR, Y SIN RESPONSABILIDAD PARA ETCEE-INDE.”.

El 1 de noviembre de 2024, el CND-ETESA remitió al EOR la nota ETE-DCND-GOP-PMP-796-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente:

“2. Con relación a las acciones llevadas a cabo por el CND-ETESA para la verificación del funcionamiento de la implementación de contingencias de la central Costa Norte en el SPEAR, detallamos a continuación dichas acciones: (...) // d. Como fue indicado durante la visita del EOR a Panamá para conocer el SPEAR, la señal de pérdida de gas se encontraba a la espera de ser proporcionada por el agente hasta el punto de entrega al SPEAR. El agente ha informado al CND-ETESA que este trabajo de cableado hacia el gabinete del SPEAR ha culminado, por lo que el siguiente paso para la habilitación de esta señal para la pérdida lenta de la generación de Costa Norte sería el comisionado de ésta para que sea integrada la señal al SPEAR. La programación de esta tarea es dependiente de la disponibilidad del contratista debido al traslado de personal que se requiere para este proceso. (...) // 3. En cuanto a la atención de pérdidas paulatinas de generación de la central Costa Norte, el diseño funcional de esta implementación del SPEAR considera la pérdida lenta de generación por pérdida de gas en esta central en la contingencia CNO C5 y se prevé que al culminar el proceso del literal d del punto 2 de esta contingencia quede activa. (...)”.

El 5 de noviembre de 2024, el OS/OM del área de control de Honduras (CND-ENEE) remitió a la CRIE la nota DEESO-CND-096-XI-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-274-16-10-2024:

“(…) Debido al incumplimiento de las centrales de generación (sic) fotovoltaica SERSA y FOTERSA, el CND ha procedido con la implementación de un plan de acción para limitar la capacidad instalada de las plantas solares en un 50 %, permitiendo mitigar los efectos de los eventos provocados por estas centrales, por lo que se adjunta documento “PLAN DE LIMITACIÓN CENTRALES SERSA-FOTERSA”. Así mismo, el CND ha habilitado un Esquema de Desconexión Automático de Carga para eventos en líneas de transmisión que provocan la caída de generación solar, desconectando automáticamente entre 45 y 50 MW de carga en esos eventos, el cual se describe más adelante. (...) // (...) El CND implemento (sic) el Esquema de Control Suplementario ante eventos de transmisión y caída (sic) de generación (sic) fotovoltaica, desligando entre 45 y 50 MW de carga operando en un tiempo inferior a los 300 milisegundos, se comparte el documento con nombre “EDAC por Huecos de Tensión “ mismo que quedo habilitado a partir del 10 de junio de 2024, adicionalmente está en proceso de licitación para la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en el 2025, el que una de sus funciones sería de dar soporte ante las pedidas súbitas de generación intermitente ante huecos de tensión. (...)”.

El 7 de noviembre de 2024, los agentes generadores Sistemas Fotovoltaicos de Honduras S. A. de C. V. (FOTERSA) y Soluciones Energéticas Renovables S.A. de C. V. (SERSA), remitieron a la CRIE la nota sin referencia, mediante la cual, entre otros aspectos, expresaron lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-GT-GJ-SV-275-16-10-2024:

“(…) Desde su entrada en operación, nuestras plantas han cumplido plenamente con los estándares técnicos exigidos en el momento de su instalación, incluso excediéndolos cuando así ha sido solicitado por ENEE y para bien de la operación del sistema eléctrico nacional y regional. Lejos de haber detenido actividades de configuración de inversores, como se menciona en el oficio de la CRIE, SERSA y FOTERSA han

mantenido un esfuerzo constante para mejorar la respuesta de sus centrales mediante ajuste continuo en la programación de los inversores, aun cuando esta tarea es complicada debido a que el fabricante, Bonfiglioli, ya no está en el mercado de inversores fotovoltaicos y, por tanto, no brinda soporte. Estos esfuerzos son de gran importancia para nosotros, y hemos incluido documentación que evidencia las medidas concretas implementadas hasta la fecha, incluyendo la reciente firma de un contrato con Bonfiglioli quienes de manera extraordinaria han aceptado brindar soporte a las plantas SERSA y FOTERSA. // Es necesario destacar que estos ajustes se están realizando a pesar de que las disposiciones transitorias de la Resolución CRIE 95-2018 eximen a nuestras centrales, que ya estaban en operación al momento de entrada en vigor de la normativa, de cumplir con los nuevos requisitos de respuesta ante huecos de tensión. No obstante, entendemos la importancia de una respuesta adecuada de nuestras instalaciones y estamos haciendo lo posible por mejorar su desempeño en este aspecto. (...)

El 7 de noviembre de 2024, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-11-2024-368, mediante la cual, entre otros aspectos, trasladó el “Anexo B.- Notas EOR y CND-ETESA sobre SPEAR por Costa Norte y Gatún”, en respuesta a la nota CRIE-GT-GJ-SV-276-16-10-2024, en el marco de la presente investigación. En el anexo mencionado, el EOR adjuntó los informes finales elaborados por el CND-ETESA, correspondientes a los eventos ocurridos el 9 de febrero, y el 24 y 29 de abril de 2024.

En dichos informes se indicó, que los eventos se originaron por escenarios de pérdida de generación en la Central Costa Norte, ubicada en el área de control de Panamá. Asimismo, el OS/OM panameño concluyó lo siguiente:

“a. El evento del viernes 9 de febrero de 2024 a las 18:39:55 horas, en donde se produjo la apertura de los interruptores de 13.1 kV asociados a las unidades G1, G3 y G4 de la central Costa Norte como también la apertura de los interruptores de 230 kV asociados a la unidad G2 de la central Costa Norte, fue causado por la salida imprevista de la bomba LP-2001A del tanque de la planta de procesos LNG, a consecuencia de una pérdida de señal desde el sistema de control Delta V causando la pérdida en el suministro del gas licuado desde el tanque LNG, (...) // e. No hubo actuación de los relevadores de protección de la central Costa Norte, además de no haber actuación del Sistema De Protección Especial Con Acciones Remediales (SPEAR) de la central Costa Norte debido a que esta fue una salida con pérdida lenta de generación, cuya señal en la lógica de disparo no se encuentra habilitada.”

“a. El evento del 25 de abril de 2024 a las 1:40:19 horas, en donde se produjo la apertura de los interruptores de 13.8 kV asociados a las unidades G1, G3 y G4 de la central Costa Norte, fue causado por una falla en la Terminal de GNL, con la salida imprevista de la bomba LP-2001C del tanque de la planta de procesos LNG, a consecuencia de una pérdida de señal desde el sistema de control Delta V causando la pérdida en el suministro del gas natural licuado desde el tanque LNG. (...) // e. No hubo actuación de los relevadores de protección de la central Costa Norte, además de no haber actuación del Sistema De Protección Especial Con Acciones Remediales (SPEAR) de la central Costa Norte debido a que esta fue una salida con pérdida lenta de generación, cuya señal en la lógica de disparo no se encuentra habilitada.”

“a. El evento del lunes 29 de abril de 2024 a las 12:34:13 horas, en donde se produjo la apertura de los interruptores de 230 kV asociados a la línea de transmisión 230-55A se debió a una falla en la fase A a tierra de la línea que fue despejada en tres ciclos y de forma correcta por la protección diferencial de la línea 87L en los extremos de SE Panamá y SE Telfers II. (...) // e. No hubo actuación de los relevadores de protección de la central Costa Norte, además de no haber actuación del Sistema De Protección Especial Con Acciones Remediales (SPEAR) de la central Costa Norte debido a que no se dieron las condiciones para su actuación ya que esta fue una salida con pérdida lenta de generación, (...)

El 12 de noviembre de 2024, el CND-ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GOP-817-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SEGT-GJ-SV-272-16-10-2024:

“(…) Como le fue indicado al EOR en su visita a Panamá el pasado 14 de diciembre de 2023, cuando se explicó las generalidades del SPEAR de la Central Térmica Costa Norte, la señal de pérdida de gas se encontraba a la espera de ser proporcionada por el agente hasta el punto de entrega al SPEAR. El agente ha informado al CND que este trabajo de cableado ya ha sido culminado, por lo que el siguiente paso para la habilitación de la señal de pérdida lenta de generación sería el comisionado para su integración al SPEAR. La programación de esta actividad es dependiente de la disponibilidad del contratista debido al traslado requerido para este proceso. (…)”.

El 3 de diciembre de 2024, el agente Ingenio Palo Gordo, S.A. remitió al AMM nota sin referencia, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en seguimiento a la nota GOS-CEE-092-2024:

“(…) Ingenio Palo Gordo ha contactado personal calificado de ingeniería de la empresa fabricante de los relevadores SEL para recibir apoyo con el análisis del evento en cuestión. // (...) personal de soporte de ingeniería SEL ha llegado a una conclusión, en la cual ha señalado que el problema de la falta de operación en la zona 2 ha radicado en la configuración de los parámetros de línea, por lo tanto, han recomendado que se analicen los parámetros de la Configuración de línea y de los alcances configurados en las diferentes zonas de protección. // Se han trasladado las recomendaciones a su equipo de trabajo de manera que, se han recalculado los valores de los parámetros de línea para la zona 0 y zona 1 denominados Z0MAG y Z1MAG (magnitud de impedancia de línea de secuencia 0 y de secuencia positiva respectivamente), así mismo se han calculado los ángulos de dichos parámetros denominados Z0ANG y Z1ANG y nos los han hecho llegar por medio de casillero electrónico. // Atendiendo la petición de su capacitado equipo de ingenieros hemos realizado los cambios a la brevedad posible, dejando registro de estos en la presente nota (...) // Con respecto al inciso 2 de la nota original, hemos programado una reunión virtual con el equipo de soporte SEL para el día 4/12/2024 con el fin de abordar el tema referente a la implementación de un elemento de protección por sobre corriente, reunión que esperamos sea de bastante aporte para mejorar la estabilidad del SNI. (…)”.

El 6 de enero de 2025, el AMM remitió al EOR la nota GG-002-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota EOR-PJD-09-12-2024-047, en la que el Operador Regional le solicitó que *“(…) Dentro del ámbito de sus responsabilidades, realizar de manera efectiva y oportuna, las coordinaciones y acciones operativas de tiempo real necesarias para mantener la inyección desde el SIN de México hacia el Sistema Eléctrico Regional, que no supere el valor de los 240 MW. (…)”*:

“Al respecto de la solicitud, se comunica que el Administrador del Mercado Mayorista -AMM- ha realizado a la fecha y seguirá realizando todas las acciones operativas que le corresponden en el ámbito de sus responsabilidades, para mantener los intercambios con el Sistema Eléctrico Regional y con México en los valores programados. Sin embargo, tomando en consideración que las seis (6) áreas de control del Sistema Eléctrico Regional -SER- están eléctricamente interconectadas en Corriente Alterna (AC por sus siglas en inglés), en una topología radial, se hace sumamente relevante mencionar lo siguiente: // Como es de su conocimiento, actualmente por la coordinación realizada con el EOR, el modo de control para el Control Automático de Generación (AGC por sus siglas en inglés) que utilizan las seis áreas de control de la región es el Tie Line Bias (TLB por sus siglas en inglés), al igual que es el mismo modo de control que se utiliza en México, (…)”.

El 6 de enero de 2025, el OS/OM del área de control de El Salvador (UT) remitió al EOR la nota Ref.0008/2025, mediante la cual, entre otros aspectos, concluyó lo siguiente en respuesta a la nota EOR-PJD-09-12-2024-047, en la que el Operador Regional solicitó “(...) remitir observaciones y las acciones técnicas-operativas que se consideren factibles de realizar a corto plazo para mantener las transacciones programadas y minimizar las desviaciones, (...)”:

“(...) Consideramos importante corroborar que el área de control de México opera su AGC en modo de control “Tie Line Bias”, ya que, de no estar operando de esta manera, la responsabilidad de mantener el intercambio programado se le transfiere únicamente al área de control de Guatemala y no debería ser responsabilidad de las demás áreas de control el garantizar que esta interconexión se mantenga en su valor programado. (...)”.

El 7 de febrero de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-02-2025-168, mediante la cual, entre otros documentos, adjuntó “(...) el “Informe del análisis detallado del ACE en cada (sic) de control, durante los eventos relevantes ocurridos en el SER en 2024, y de las reservas de regulación”, (...)”, en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025. En el referido informe, que analiza en detalle el comportamiento del ACE y de las reservas de regulación en cada área de control del SER, el EOR concluye lo siguiente con relación al comportamiento observado del ACE, tanto previo como posterior a los eventos de impacto regional ocurridos en 2024:

“3.1 Como puede observarse el comportamiento del ACE en todas las áreas de control cumplen con lo establecido en la regulación regional considerando que, este monitoreo es válido para el control y la supervisión en el estado normal de operación, es decir dentro de este análisis corresponde a la valoración previa al evento. (...)”.

El 7 de febrero de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-02-2025-168, mediante la cual, entre otros documentos, adjuntó el “Anexo I.-Informe a CRIE avance acciones remediales SER (Feb-2025)”, en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025. En el informe de avance mencionado, el EOR indicó lo siguiente respecto a la integración en el SPEAR de las contingencias asociadas a la pérdida lenta o paulatina de generación de la Central Costa Norte, ubicada en el área de control de Panamá:

“(...) Al respecto, el CND-ETESA ha informado lo siguiente: // En efecto, el agente ya nos ha entregado la señal mediante cable. El CND-ETESA está en espera de la disponibilidad del contratista (SEL) para que reciba la señal en el SPEAR y verificar que las señales lleguen correctamente. El SPEAR ya está estructurado para recibirla, pero falta este último trabajo por parte del Contratista para completar el tema. Se estima, en dependencia de la disponibilidad del Contratista, que a más tardar esté implementado con pruebas de campo y todo lo que corresponde, en septiembre de 2025. (...)”.

El 7 de marzo de 2025, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-145-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025:

“(...) A la fecha, los agentes responsables involucrados han realizado tareas de mantenimiento a sus instalaciones y equipos de los cuales son responsables, conforme se detalla a continuación: // (...) Línea de transmisión Siquinalá – Palo Gordo 230kV: // El propietario de la línea 230 kV Palo Gordo Siquinalá manifestó que, durante el año 2024, ha realizado diversas tareas de mantenimiento, que han consistido en poda de vegetación, termografía de conectores, reposición de tornillería, inspecciones pedestres y aéreas. // Así también, informó que durante el año 2025 tiene previsto realizar mantenimiento de brecha por medio

de un contrato de mantenimiento, termografía, inspecciones pedestres, etc. Finalmente, manifestó que, con su compromiso de mantener la confiabilidad del sistema de transmisión, ha realizado mantenimientos a la línea desde que se habilitó y tiene contemplado continuar con los trabajos de mantenimiento preventivo y predictivo en la línea de transmisión Palo Gordo Siquinalá. (...) // (...) Subestación Palo Gordo 230 kV: // El propietario de la subestación 230 kV Palo Gordo realizó labores de revisión de los parámetros de las protecciones en coordinación con el fabricante de estas, realizando modificaciones de parámetros, observando que, en los últimos eventos, el tiempo de operación de las protecciones es adecuado. (...) // AMM confirmó la adecuada actuación del reenganche, en el sentido que, tanto el 3 de diciembre de 2024, como el 22 de enero de 2025, se presentaron disparos monopolares con reenganche exitosos, (...).

El 5 de mayo de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-05-05-2025-059, mediante la cual remitió el *“Informe de avance Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales adicionales en el SER ante eventos regionales”*. Al respecto, el Operador Regional indicó lo siguiente respecto a la acción remedial relacionada con la *“Inclusión de las 3 Plantas FotoVoltaicas (sic) (SERSA-FOTERSA) al cumplimiento de la normativa regional (comportamiento ante huecos de tensión)”*:

“FOTERSA I (20 MW) ya implementó el 17 de enero de 2025 la nueva configuración en sus inversores. Se espera que al final de julio de 2025, los desarrolladores implementen estos cambios de configuración en los inversores de las 2 centrales restantes que serían SERSA I (20 MW) y SERSA II (30 MW).”.

## **2.2 Resultados y conclusiones del análisis CRIE relacionado con los argumentos vertidos por las entidades consultadas en el marco de la presente investigación de oficio respecto a los eventos que provocaron la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México durante agosto y septiembre de 2024**

La ASEP, el CND-ETESA y la SNE manifestaron su preocupación en torno a los eventos que provocaron la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México durante agosto y septiembre de 2024. En particular, la ASEP, mediante su nota DSAN No. 2134-2024, hizo referencia a un evento específico originado en el área de control de Honduras, señalando también las condiciones previas asociadas al flujo de potencia desde México hacia el SER a través del citado enlace. Por su parte, el CND-ETESA, a través de la nota ETE-DCND-017-2024, atribuyó el origen de estos eventos principalmente a las áreas de control de Guatemala, Honduras y Nicaragua. Finalmente, la SNE expresó, de manera general, su preocupación por el incremento en la recurrencia de este tipo de eventos durante el período mencionado.

Cabe señalar que, además de los aspectos expuestos por estas instituciones, también se consideraron los eventos ocurridos en el área de control de Panamá, a la luz del aumento registrado en la frecuencia de incidentes en dicha área previo al período señalado.

En este contexto, a partir de los eventos ocurridos en el área de control de Guatemala que, durante septiembre de 2024 provocaron la actuación del esquema de protección especial EDALTIBV y, en consecuencia, la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México, se revisó la información remitida por el AMM. De dicha revisión, se destaca que en ninguno de los eventos registrados ese mes —los cuales involucraron la apertura de las líneas de transmisión en 230 kV Palo Gordo – Siquinalá y Los Brillantes – Palo Gordo— se alcanzó el umbral de frecuencia

necesario para activar la 1.ª etapa del esquema EDACBF. Por tanto, no se produjeron repercusiones a nivel de desconexión de demanda regional.

Sin embargo, la pérdida del referido enlace extraregional impacta significativamente en la operación del SER, debido a la elevada inercia del sistema eléctrico de México en comparación con la del sistema eléctrico regional. En consecuencia, esta situación también afecta a la operación de la RTR, como resultado del desbalance entre la carga y la generación a nivel regional, provocado por la interrupción del flujo de potencia desde México hacia el SER.

En ese sentido, se identificaron acciones de seguimiento por parte del AMM, en coordinación con los agentes involucrados en las fallas que provocaron la apertura del enlace extraregional en septiembre de 2024. Estas acciones estuvieron relacionadas con los trabajos de mantenimiento efectuados en las instalaciones de transmisión asociadas a la RTR, tanto antes como después de la ocurrencia de los respectivos eventos.

En cuanto al actuar de los agentes Ingenio Palo Gordo, S.A. y ETCEE-INDE, se identificó que, en coordinación con el AMM y conforme a lo indicado en el párrafo anterior, llevaron a cabo labores de mantenimiento en las instalaciones de transmisión asociadas a las fallas ocurridas en septiembre de 2024 (líneas de transmisión 230 kV Palo Gordo – Siquinalá y Los Brillantes – Palo Gordo). Adicionalmente, el agente Ingenio Palo Gordo, S.A. identificó y corrigió ajustes en los sistemas de protección de la subestación 230 kV Palo Gordo, con el propósito de mitigar la recurrencia de estas fallas dentro del área de control de Guatemala.

Lo anterior se encuentra documentado en la información proporcionada por el AMM y los agentes guatemaltecos involucrados, en el marco de la presente investigación. Asimismo, en dicha información se ha observado que eventos más recientes ocurridos en el área de control de Guatemala —específicamente el 3 de diciembre de 2024 y el 22 de enero de 2025— han demostrado que los ajustes realizados a las protecciones de la línea de transmisión 230 kV Palo Gordo – Siquinalá han tenido un efecto positivo en los tiempos de actuación de dichas protecciones.

Adicionalmente, se identificó —en la información que el AMM remitió a esta Comisión— que el agente guatemalteco ETCEE-INDE manifestó y evidenció ante el OS/OM del área de control de Guatemala que la línea de transmisión asociada, específicamente, al evento del 5 de septiembre de 2024 a las 11:46 horas —el cual dio lugar a la activación del esquema de protección especial EDALTIBV y por ende a la apertura del enlace extraregional en cuestión— fue la línea 230 kV Palo Gordo – Los Brillantes, y no la línea 230 kV Palo Gordo – Siquinalá, como fue reportado por el AMM al EOR durante la operación en tiempo real de dicha fecha. Esta discrepancia fue evidenciada en el respectivo informe diario elaborado por la Coordinación del Centro Regional de Control de Transacciones (CRCT) del EOR.

Conforme a la regulación regional aplicable —en particular lo establecido en el numeral 5.5.7.1 del Libro III del RMER— el EOR debe mantener un registro actualizado sobre la disponibilidad de las instalaciones asociadas a la RTR. Este registro incluye datos históricos de fallas, totales o parciales, de líneas, transformadores, equipos de compensación, sistemas de protección e interrupciones, con base en la información suministrada por los OS/OMS. Dichos datos constituyen

un insumo para los estudios de confiabilidad regional y alimentan la Base de Datos Regional, de acuerdo con el numeral 5.5.7.2 del mismo libro.

En ese marco, corresponde al EOR actualizar el registro del elemento de transmisión asociado al evento ocurrido el 5 de septiembre de 2024 a las 11:46 horas en el área de control de Guatemala, el cual corresponde a la línea de transmisión 230 kV Palo Gordo – Los Brillantes, y no a la línea 230 kV Palo Gordo – Siquinalá, ambas integrantes de la RTR.

Por otra parte, en relación con los eventos de pérdida de generación registrados en el área de control de Nicaragua —que dieron lugar a la activación del esquema de protección especial EDALTIBV (asociado a la apertura del enlace extrarregional) y a la desconexión de demanda regional mediante el EDACBF— se destacan los informes finales correspondientes a los eventos ocurridos el 2 de septiembre a las 15:18 horas y el 15 de septiembre a las 15:37 horas, ambos en 2024.

Dichos informes fueron elaborados por el EOR con base en la información proporcionada por el CNDC-ENATREL, en su calidad de OS/OM del área de control de Nicaragua, así como por los demás OS/OMS. Al respecto, se entiende que la información recibida fue validada, analizada y aprobada por el EOR, y remitida posteriormente a todos los OS/OMS y a esta Comisión.

Según las conclusiones de los informes finales elaborados por el EOR, los Esquemas de Control Suplementario regionales instalados en las interconexiones de las áreas de control de Nicaragua, Costa Rica y Panamá, actuaron de manera adecuada en ambos eventos, al no presentarse activaciones innecesarias (EDALTIBF, ECS HON-NIC y ECS de respaldo). Asimismo, se indica que la respuesta del EDACBF regional fue correcta en la etapa de actuación correspondiente.

Lo anterior fue observado por esta Comisión mediante una revisión de los informes finales elaborados por los OS/OMS de las distintas áreas de control, así como de los informes diarios de operación preparados por el CRCT del EOR en cada caso. En dichos documentos se presenta y evalúa, el comportamiento de la frecuencia en cada área de control antes, durante y después de cada evento, lo que permitió corroborar las conclusiones del Operador Regional en el sentido de que, en ambos casos, únicamente se activó la primera etapa de desconexión de carga del EDACBF. En efecto, se constató que la frecuencia a nivel regional solo superó el umbral correspondiente a dicha etapa (59.3 Hz), sin llegar a alcanzar el umbral de la segunda etapa (59.1 Hz).

Otro aspecto relevante es que, hasta el 14 de agosto de 2025, no se han registrado eventos que involucren nuevamente los mismos elementos de transmisión y generación del área de control de Nicaragua. Esto respalda las conclusiones presentadas por el EOR, especialmente las relacionadas con el evento del 15 de septiembre a las 15:37 horas, en el sentido de que se dio seguimiento con el agente transmisor involucrado para determinar las causas del evento y adoptar las acciones necesarias para preservar condiciones seguras de operación.

Estas acciones, según las conclusiones del respectivo informe final, incluyeron la revisión de las protecciones eléctricas que actuaron durante el evento, así como de los planes de mantenimiento de los equipos implicados, conforme a lo estipulado en el numeral 5.5.1.4 del Libro III del RMER.

No obstante, aunque durante el período analizado (2024 hasta el 14 de agosto de 2025) no se ha observado un aumento en la recurrencia o frecuencia de eventos de este tipo en el área de control de Nicaragua, esta Comisión considera pertinente —en cumplimiento de lo establecido en el literal b) del numeral 1.5.2.3 y en el literal i) del numeral 1.5.2.2, ambos del Libro I del RMER, que facultan a la CRIE para supervisar y vigilar el funcionamiento del MER, así como para solicitar información a los agentes de mercado, OS/OMS y al EOR— instruir al Operador Regional para que remita a la CRIE retroalimentación relacionada con los eventos que ocurran en el Sistema Eléctrico Regional (SER), que involucren la actuación del EDACBF regional y que requieran una o más acciones remediales (revisión y ajustes de protecciones, mantenimientos correctivos, etc.), las cuales deban ser objeto de seguimiento por parte del EOR en coordinación con los OS/OMS involucrados, a fin de mitigar la recurrencia de dichos eventos y que, al momento de la remisión del respectivo informe final a esta Comisión, estén en proceso de ejecución o implementación.

Para asegurar que la CRIE pueda realizar la respectiva vigilancia de lo anterior, el EOR deberá remitir un informe detallado con periodicidad cuatrimestral, que incluya, al menos y sin limitarse a, la siguiente información relativa a los eventos en los que las acciones remediales aún estaban en curso al momento de emitirse el respectivo informe final: - fecha y hora de ocurrencia; -, OS/OMS y agentes involucrados; -, descripción de las acciones emprendidas y a emprender orientadas a mitigar los eventos; -, estado de avance del total de acciones remediales que se encuentren en ejecución; -, resultados obtenidos; y - cualquier observación relevante. Estos informes deberán ser remitidos a la CRIE a más tardar a los quince (15) días hábiles de los meses de mayo, septiembre y enero, respectivamente.

Con relación a las condiciones operativas previas al evento ocurrido el 16 de septiembre de 2024 a las 15:29 horas, se observa —según el informe final elaborado por el EOR— que el flujo real de potencia desde México hacia el SER, a través del enlace extraregional, alcanzaba los 269 MW, respecto a un programa de 239 MW. En el marco de la presente investigación, resulta importante destacar ciertos aspectos observados en la información remitida a la CRIE tanto por el EOR como por el AMM.

En primer lugar, de acuerdo con el documento titulado “*Informe del análisis detallado del ACE en cada área de control, durante los eventos relevantes ocurridos en el SER en 2024, y de las reservas de regulación*”, en el cual el EOR analizó detalladamente el comportamiento del Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) para cada uno de los treinta y tres (33) eventos de impacto regional registrados durante 2024, se concluyó lo siguiente:

“(…) Como puede observarse, el comportamiento del ACE en todas las áreas de control cumple con lo establecido en la regulación regional, considerando que este monitoreo es válido para el control y la supervisión en estado normal de operación, es decir, dentro de este análisis corresponde a la valoración previa al evento. (…)

La conclusión presentada por el Operador Regional establece que, si bien se observaron desviaciones respecto a los intercambios programados en las interconexiones de todas las áreas de control durante las condiciones previas a cada uno de los eventos analizados, no se identificaron

incumplimientos a lo establecido en la Regulación Regional relacionado al comportamiento del Error de Control de Área.

En ese sentido, a partir de la revisión a la Regulación Regional, se identificó que el inciso c) del numeral 1.4.4.2 del Libro II del RMER reconoce que, durante la operación en tiempo real, se pueden producir desviaciones cuando los intercambios de energía se alejan de lo establecido en el predespacho regional y en los predespachos nacionales; no obstante, es fundamental evaluar el desempeño de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, cuyo objetivo es mantener el balance carga-generación, cumplir con los intercambios programados y contribuir a la regulación regional de frecuencia. Esta evaluación se realiza mediante los indicadores CPS1 horario, CPS2 horario y DCS, conforme a lo establecido en el numeral 16.2.7.3 del Libro III del RMER. Estos indicadores deben ser calculados por el EOR, únicamente bajo estados operativos Normal o Alerta, según las secciones A5.2, A5.3 y A5.4 del Anexo 5 del Libro II del RMER.

En este contexto, el EOR llevó a cabo la evaluación del desempeño de la regulación secundaria de frecuencia durante los períodos de mercado previos y posteriores a los eventos ocurridos, aplicando la metodología definida en la Regulación Regional. De los treinta y tres (33) eventos que involucraron la actuación del EDACBF regional registrados en 2024, no se detectaron incumplimientos a los indicadores CPS1 (resultados  $\geq 100$ ) ni CPS2 (resultados  $\geq 83$ ) en ninguna de las áreas de control del SER. Asimismo, se verificó el cumplimiento del indicador DCS, tanto en los períodos previos como durante y después de cada evento, determinándose que, en todos los casos en que se presentaron eventos, el valor del DCS fue menor a 15 minutos.

Con base en lo anterior, y de acuerdo con la normativa aplicable, se identificó que no hubo incumplimientos a la Regulación Regional en lo referente al monitoreo y evaluación del *ACE* en condiciones normales de operación previas a los eventos analizados.

Adicionalmente, en lo que respecta al desempeño de la regulación secundaria de frecuencia durante los eventos que involucraron la actuación del EDACBF regional, el EOR evaluó el comportamiento de cada área de control, sin identificar incumplimientos a la Regulación Regional en lo que la regulación secundaria de frecuencia respecta. De forma complementaria, el AMM realizó y remitió a esta Comisión sus propios análisis en el marco de la presente investigación, a efecto de corroborar el cumplimiento de lo establecido en los numerales 16.2.7.10 y 16.2.7.11 del Libro III del RMER. Dichos análisis, relativos a los 33 eventos registrados en 2024, mostraron que el área de control de Guatemala logró reducir a cero el valor del *ACE* en un promedio de 5.84 minutos tras la ocurrencia de cada evento.

Estos resultados fueron verificados por la CRIE mediante sus propios cálculos, utilizando los archivos de datos de *ACE* crudo proporcionados por el AMM. Se evaluó el cumplimiento del Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación para el área de control de Guatemala conforme a los numerales del Libro III del RMER previamente citados, confirmándose la coincidencia con los resultados obtenidos por el EOR respecto a la respuesta de la regulación secundaria de frecuencia durante los eventos de 2024.

En cuanto a las demás áreas de control, los resultados originalmente reportados por el EOR también fueron validados mediante una revisión de los informes de eventos elaborados por los respectivos OS/OMS, particularmente en los casos en que se incluyó la evaluación del Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación.

Por otra parte, el AMM se refirió al modo de operación del Control Automático de Generación (*AGC*, por sus siglas en inglés), el cual, conforme al numeral 16.2.7.1 del Libro III del RMER, establece que las áreas de control de los países miembros deben operar bajo el modo de control de frecuencia e intercambios (*Tie-Line Frequency Bias*). Según lo señalado por el AMM, este también sería el modo de operación utilizado en el sistema eléctrico de México.

No obstante, según lo manifestado por el OS/OM del área de control de El Salvador (UT) al EOR —en el marco del seguimiento coordinado por el Operador Regional con los OS/OMS para mantener las transacciones programadas y minimizar las desviaciones— sería pertinente verificar este aspecto. De no estar ajustado el *AGC* del sistema eléctrico de México al modo *Tie-Line Frequency Bias*, las desviaciones en el intercambio programado entre Guatemala y México podrían estar siendo absorbidas por todas las áreas de control de los países miembros.

En este sentido, se considera oportuno que esta Comisión —en cumplimiento de su mandato de velar por el cumplimiento de la Regulación Regional y de supervisar y vigilar el funcionamiento del MER, conforme a lo establecido en el literal a) del numeral 1.5.2.1 y en el literal b) del numeral 1.5.2.3 del Libro I del RMER— inste al EOR a que, consulte al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México, el modo de operación del *AGC* del sistema eléctrico de México y elabore un informe con las evidencias correspondientes. Dicho informe deberá ser remitido a esta Comisión para su registro oficial y como respaldo de las acciones llevadas a cabo por el EOR en relación con dicha verificación. Dada la relevancia del caso y su impacto en la seguridad operativa del SER, estas acciones deberán realizarse a la mayor brevedad posible.

En seguimiento a los eventos originados en el área de control de Panamá —en particular aquellos ocurridos antes del período comprendido entre agosto y septiembre de 2024, que involucraron específicamente la pérdida de generación de la Central Costa Norte— es importante destacar que, conforme a lo establecido en literal c) del numeral 5.5.1.1 del Libro III del RMER, el OS/OM del área de control de Panamá (CND-ETESA) remitió al EOR los informes finales correspondientes a los eventos del 9 de febrero de 2024 a las 17:39 horas, del 25 de abril de 2024 a las 00:39 horas, y del 29 de abril de 2024 a las 11:34 horas. De estos, únicamente el evento del 9 de febrero no involucró la activación del esquema de protección especial EDALTIBV.

Como resultado de los análisis realizados por el CND-ETESA en relación con cada uno de los eventos originados en el área de control de Panamá entre agosto y septiembre de 2024, dicho OS/OM concluyó que el Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR) no se activó ante las pérdidas de generación de la Central Costa Norte, debido a que estas se produjeron de manera lenta o paulatina, una condición que actualmente no está contemplada dentro de los escenarios de activación definidos para el SPEAR.

Este aspecto fue ratificado por la CRIE el 20 de septiembre de 2024, mediante el Informe No. GT-32-2024 relativo a los “*Eventos de impacto regional en el Sistema Eléctrico Regional (SER)*”, donde se resaltó que, si bien se tenía la consigna de que las contingencias de pérdida de generación de la Central Costa Norte habían sido incorporadas al SPEAR en 2023, aún se registraban eventos de impacto regional vinculados a dicha central.

En este sentido, tras la revisión de la información remitida por el EOR y el CND-ETESA en el marco de la presente investigación, esta Comisión identificó que el CND-ETESA, en coordinación con el EOR y el agente AES Panamá S.R.L., se encuentra en proceso de implementar en el SPEAR la contingencia denominada “*CNO C5*”, la cual contemplará la pérdida de gas en la Central Costa Norte, con el objetivo de atender escenarios de pérdida lenta o paulatina de generación. Según lo indicado por el CND-ETESA, se estima que la señal correspondiente a la pérdida de gas en dicha central será incorporada al SPEAR en septiembre de 2025. Con esta implementación, se espera que la contingencia “*CNO C5*” quede habilitada para atender escenarios de pérdida lenta o paulatina de generación en la Central Costa Norte.

En virtud de lo anterior, y considerando la importancia de verificar que la señal de pérdida de gas de la Central Costa Norte haya sido oportunamente implementada en el SPEAR y que, en consecuencia, la contingencia “*CNO C5*” se encuentre habilitada, es recomendable que la CRIE, en seguimiento al cumplimiento del “*Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes*”, como del resto de actividades derivadas de dicho Plan, lleve a cabo una inspección a las instalaciones de la referida central con el propósito de constatar las medidas adoptadas por el agente AES Panamá S.R.L., para prevenir y mitigar los efectos asociados a escenarios de pérdida lenta o paulatina de generación de la Central Costa Norte. Asimismo, es conveniente visitar las instalaciones del CND-ETESA a efectos de verificar la habilitación de dicha contingencia en el SPEAR. Esta inspección se pretende realizar en el primer semestre de 2026.

Por otra parte, en el presente análisis, y con relación a los eventos originados en el área de control de Honduras durante los meses de agosto y septiembre de 2024, se destaca que, conforme a lo evidenciado en el informe final correspondiente al evento del 16 de septiembre de 2024 a las 15:29 horas —evento al que hace referencia la ASEP en su nota DSAN No. 2134-2024—, dichos eventos fueron principalmente provocados por pérdida de generación fotovoltaica, como consecuencia de huecos de tensión registrados a nivel de transmisión en dicha área de control. Estos huecos de tensión afectaron particularmente a los generadores hondureños FOTERSA I, SERSA I y SERSA II.

Cabe señalar que, conforme a lo establecido en el resuelve segundo de la resolución CRIE-95-2018, se ha constatado que los generadores hondureños mencionados se encuentran exentos del cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 4.12 del Libro III del RMER, relativo a los requerimientos técnicos mínimos para la conexión y operación de centrales de generación eólica y fotovoltaica en el SER, incluyendo el requisito de desempeño ante huecos de tensión previsto en el numeral 4.12.6 del mismo libro.

No obstante, en el marco del seguimiento al *“Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”*, así como de las actividades derivadas de dicho Plan —en cumplimiento de la resolución CRIE-25-2021 y de las instrucciones impartidas mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021— el EOR ha coordinado esfuerzos con los generadores FOTERSA I, SERSA I y SERSA II, ubicados en el área de control de Honduras, para que, a pesar de estar exentos del cumplimiento del numeral 4.12.6 del Libro III del RMER —al haber iniciado operación comercial antes de la entrada en vigor de la resolución CRIE-95-2018—, se implementen los ajustes necesarios en sus equipos a fin de cumplir con los requisitos de desempeño ante huecos de tensión.

En ese sentido, el EOR informó a esta Comisión, mediante el *“Informe de avance del Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales adicionales en el SER ante eventos regionales”*, que en enero de 2025 se implementaron los ajustes en la central FOTERSA I, mientras que para SERSA I y SERSA II se preveía el cumplimiento de dichos ajustes para finales de julio de 2025.

De forma similar a lo analizado respecto a los eventos originados en el área de control de Panamá por pérdidas lentas o paulatinas de generación en la Central Costa Norte, y considerando la importancia de verificar la implementación efectiva de los ajustes en las centrales fotovoltaicas de Honduras, es recomendable que la CRIE, conforme a lo establecido en el literal a) del numeral 5.6.1.1 del Libro III del RMER, lleve a cabo una inspección a dichas instalaciones. El propósito de esta inspección será constatar las medidas adoptadas por los generadores hondureños FOTERSA I, SERSA I y SERSA II para prevenir y mitigar los efectos asociados a escenarios de pérdida de generación fotovoltaica provocados por huecos de tensión en la red de transmisión del área de control de Honduras. Esta inspección se pretende realizar entre en el último trimestre del año 2025 y el primer semestre de 2026.

Adicionalmente, en concordancia con lo establecido en el inciso v., literal c) del numeral 1.5.4 del Libro I del RMER —relativo a la obligación de los OS/OMS de preservar la confiabilidad, seguridad y calidad del servicio durante condiciones normales y de emergencia, y de establecer criterios operativos para dicho fin mediante la coordinación con el EOR—, se identificó que el CND-ENEE ha implementado diversas medidas para mitigar los efectos adversos ante escenarios de pérdida de generación en las centrales FOTERSA I, SERSA I y SERSA II. Entre dichas medidas se destacan:

- Un plan para limitar al 50% la capacidad de generación de las centrales FOTERSA I, SERSA I y SERSA II.
- La implementación de un Esquema de Control Suplementario de desconexión automática de carga, que actúa ante eventos de líneas de transmisión que provocan pérdida de generación fotovoltaica, deslastrando entre 45 MW y 50 MW de carga.
- La implementación de un Esquema de Control Suplementario ante eventos de transmisión que provocan huecos de tensión y, en consecuencia, pérdida de generación en las citadas

centrales, el cual opera en menos de 300 milisegundos, también deslastrando entre 45 MW y 50 MW de carga.

- La incorporación prevista, según lo informado por el CND-ENEE, de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés) durante 2025, con el objetivo de brindar soporte ante huecos de tensión en el área de control de Honduras y mitigar los efectos de pérdidas súbitas de generación intermitente.
- 3. Análisis CRIE relacionado con el avance del “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, como de las demás actividades derivadas de dicho Plan**

Con relación al avance registrado en el “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, así como en las actividades derivadas de dicho Plan, se consideró oportuno tener a la vista los argumentos presentados por la ASEP en su nota DSAN No. 2134-2024, relativos a la solicitud dirigida a esta Comisión para la implementación urgente de medidas integrales que eviten la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México.

Asimismo, se tomó en cuenta lo señalado por el CND-ETESA en su nota ETE-DCND-017-2024, en la que indica que el EOR no ha realizado un análisis integral del SER para el diseño de un esquema de protección regional, limitándose a atender únicamente la interconexión entre Costa Rica y Panamá.

También se consideraron los planteamientos de la SNE, contenidos en su nota MIPRE-2024-0028862, en los que se destaca la necesidad de gestionar que todas las áreas de control de los países miembros del MER aporten reservas primaria y secundaria para la regulación de frecuencia, situación que debe ser validada por el EOR. Además, la SNE solicitó —a través de la referida nota dirigida al CDMER— que se interpongan ante los actores involucrados las gestiones necesarias para la implementación de medidas inmediatas que minimicen las afectaciones a los clientes finales del MER derivadas de la apertura del mencionado enlace extraregional:

- **Argumentación contenida en la nota DSAN No. 2134-2024 de la ASEP**

“(…) solicitamos muy respetuosamente, a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) que interponga sus buenos oficios para que se implementen medidas correctivas que mitiguen la frecuencia de las desconexiones de la demanda regional. En particular, es crucial implementar medidas de carácter integral para evitar la apertura de la interconexión México-Guatemala, (...) // (...) reiteramos nuestra solicitud a la CRIE que interponga sus mejores oficios para que se implementen, con carácter de urgencia, medidas para evitar la apertura de la interconexión México-Guatemala. (...)”.

- **Argumentación contenida en la nota ETE-DCND-017-2024 del CND-ETESA**

“(…) Otro tema que llama mucho la atención, e igualmente fue comentado en las reuniones de Junta Directiva del EOR, es que la administración no ha analizado en forma integral el SER para proceder a

diseñar un esquema de protección regional y solo está atendiendo la interconexión Costa Rica – Panamá. (...)

- **Argumentación contenida en la nota MIPRE-2024-0028862 de la SNE**

“(…) se deben realizar las gestiones para que de manera inmediata todos los países miembros del MER aporten la reserva primaria y secundaria que las regulaciones regionales establecen, indicadores que el Ente Operador Regional (EOR) puede validar. (...) // (...) solicitamos al CDMER interponer sus buenos oficios ante todos los actores involucrados en las situaciones descritas a fin de que se implementen (sic) las medidas inmediatas que contribuyan a minimizar las afectaciones a los clientes finales ante los eventos en el SER y la apertura de la interconexión México-Guatemala. (...)”.

### **3.1 Aspectos relevantes identificados en la información remitida a la CRIE por las entidades involucradas, relacionados con el avance del “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, como de las demás actividades derivadas de dicho Plan**

El 14 de julio de 2022, el OS/OM del área de control de Guatemala (AMM) remitió al Ente Operador Regional (EOR) la nota GG-554-2022, mediante la cual, entre otros aspectos, solicitó lo siguiente “(…) en seguimiento al Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales en el SER. (...)”:

“(…) Se solicita retirar de la actualización del Plan de Acción integrado regional, la sección asociada a Guatemala, la cual se identifica como “1. Desconexión temporal del Reactor 400 kV instalado en la SE Los Brillantes de Guatemala, ante algunos eventos de pérdida de generación en el SER, mitigando así la activación del ECS EDALTIBV.”, considerando lo que se expone a continuación: // Dentro del contexto del proceso de revisión conjunta EOR-OS/OMCENACE de las premisas del funcionamiento del EDALTIBV, instado por la resolución CRIE-25-2021, el EOR llevó a cabo simulaciones de un evento regional ocurrido y, sobre esa base, hizo una serie de propuestas de posibles acciones remediales. // Dichas posibles acciones remediales fueron presentadas por el EOR como un análisis preliminar en reunión conjunta EOR-OS/OMCENACE, las cuales quedaron supeditadas a que las entidades involucradas, propietarias de los equipamientos, analizaran la factibilidad de la implementación de las medidas en campo de manera confiable y segura, sin poner en riesgo al equipamiento eléctrico y a la seguridad operativa de los sistemas eléctricos de potencia. De tal proceso, CENACE (México) indicó que no era factible la desconexión de los reactores en la SE Tapachula., Por su parte, ETCEE-INDE (Guatemala) también manifestó que no es factible la desconexión del banco de reactores en 400 kV en la SE Los Brillantes, coincidiendo ambas instituciones con los aspectos de seguridad operativa que se estarían poniendo en riesgo ante la acción remedial propuesta (...)”.

El 5 abril de 2024, el EOR remitió al AMM la nota EOR-GOS-05-04-2024-028, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente:

“(…) La acción remedial de desconexión automática del Banco de Reactores de línea 400 kV, se activaría luego de la actuación del esquema de Disparo Automático de Carga (DAC) local en el área de control del SER en que se origina la contingencia de pérdida de generación, esquemas que están en proceso de implementación en todas las áreas de control del SER. (...) // (...) el solo hecho de la implementación de esta acción remedial operativa de desconexión automática del Banco de Reactores de línea 400 kV en la subestación Los Brillantes, permitiría mitigar la recurrencia en la actuación del ECS EDALTIBV en la línea de interconexión MEX-GUA 400 kV, ante contingencias que no superen los 100 MW de pérdida de generación en el SER. (...)”.

El 18 de octubre de 2024, el EOR remitió a los OS/OMS de los países miembros la nota EOR-GOS-18-10-2024-148, mediante la cual, entre otros aspectos, expuso lo siguiente con relación a la *“Solicitud de Bases de Datos PSS/E sobre eventos de septiembre 2024, para análisis del ECS principal EDGxPC (CO-8) y el ECS de respaldo CRI-PAN ante pérdida de grandes bloques de carga en Panamá”*:

“En atención a solicitud del OS/OM de Panamá, en el contexto de 2 eventos ocurridos en septiembre de 2024, donde operó el ECS principal EDGxPC (CO-8) de Panamá ante contingencias ocurridas fuera del área de control de Panamá, se iniciará una nueva jornada de análisis y simulaciones en conjunto EOR-DOCSE/ICE-CND/ETESA, para revisar los ajustes actuales del ECS principal EDGxPC (CO-8) instalado en Panamá y el ECS de respaldo CRI-PAN instalado en Costa Rica, cuya lógica de actuación es operar ante pérdida de grandes bloques de carga en Panamá. (...)”.

El 5 de noviembre de 2024, el AMM remitió a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) la nota GG-644-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-271-16-10-2024:

“Con relación a la solicitud de disparo del reactor de línea de transmisión 400kV en subestación Los Brillantes cuando se alcance el umbral de 388kV, se informa que el Agente propietario de dichas instalaciones ha dado respuesta al EOR. (...) // Asociado a estos temas, se considera importante recordar que el esquema de desconexión de la línea de interconexión entre Guatemala y México por bajo voltaje (EDALTIBV) es un esquema de protección cuya lógica de actuación utiliza la condición de voltaje y la magnitud de flujo de potencia de México hacia Guatemala, la cual se incrementa ante cualquier pérdida de generación en el Sistema Eléctrico Regional (SER). Por esta razón, la forma de reducir o “mitigar” la actuación de dicho esquema es evitar que los numerosos eventos que ocurren en las áreas de control provoquen efectos en cascada, por lo que en cada área de control deben implementarse Esquemas de Control Suplementario (ECS) para controlar los eventos en el área en donde se originan y así evitar que sus efectos se propaguen al resto del SER y, en el caso particular, a la línea de interconexión eléctrica Guatemala-México. (...)”.

El 7 de noviembre de 2024, el agente Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE-INDE) remitió a la CRIE la nota O-553-489-2024, mediante la cual, entre otros aspectos, indicó y concluyó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GT-GJ-SV-273-16-10-2024 con la cual se solicitaron *“(...) Los estudios técnicos realizados por ETCEE-INDE que permitan sustentar la posición de no implementar la acción remedial determinada por el EOR: “Esquema Disparo del Reactor de Línea 400 kV en SE Los Brillantes cuando alcance umbral de 388 kV (0.97 pu) en Los Brillantes”*. (...)”:

“(...) en el apartado 3.2.1, literal b, del Libro III RMER, Derechos de los Agentes Transmisores, se indica que cada Agente Transmisor tiene el derecho de: “Negarse, ante el requerimiento del OS/OM correspondiente, a conectar/desconectar instalaciones y equipamientos que a su juicio puedan afectar la integridad de personas o causar daños en las instalaciones de transmisión que están bajo su responsabilidad o a las instalaciones de la RTR en su conjunto...” (el resaltado y subrayado es propio).”.

“1. Por ser una línea de transmisión de 400 kV Tapachula Potencia – Los Brillantes, un enlace Extraregional, con un país no miembro del MER, no es competencia del EOR requerir la implementación de acciones remediales en el nodo de 400 kV de la Subestación Los Brillantes. // 2. De acuerdo al RMER, la ETCEE tiene el derecho a negarse a implementar la acción remedial requerida por el EOR, con relación a la desconexión del banco de reactores. // 3. La desconexión del banco de reactores pone en riesgo la operación de la infraestructura eléctrica de la subestación Los Brillantes. // 4. La ETCEE-INDE aclara que

no dispone de un diseño diferente al diseño original para la operación de la interconexión entre Guatemala – México. // 5. Para mitigar la recurrencia de la activación del Esquema de Disparo Transferido por Bajo Voltaje de la línea interconexión THP-LBR 400 kV (EDALTIBV), presentado por el EOR, la ETCEE reitera que es necesario se implemente un ECS en cada área de control del SER. Al existir un evento en un área de Control determinada del SER debería desconectarse la carga en dicha Área, tal y como ocurre con la interconexión de Guatemala con México, bajo ciertas condiciones o esquemas suplementarios. (...)”.

El 2 de enero de 2025, el OS/OM del área de control de Honduras (CND-ENEE) remitió al EOR la nota DEESO-CND-001-I-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, mencionó “(...) *las siguientes acciones que se están realizando para minimizar, en la medida de lo posible, cualquier desviación que pueda presentarse en la operación en tiempo real con respecto al plan pactado diariamente.*”:

“a) Actualmente, el CND-ENEE, realiza Auditorías Técnicas a todas las centrales de generación a fin de garantizar el cumplimiento a la Normativa Nacional y Regional para el ámbito de Respuesta Primaria de Frecuencia, mejorando así la respuesta del área ante desviaciones y contribuyendo a la estabilidad del SER en cualquier momento de operación.”.

“b) Se espera que, para mediados del año 2025, Honduras cuente con un Sistema de Almacenamiento de Energía de gran magnitud que permitirá controlar de mejor manera cualquier desviación que se presente dentro del área de control.”.

“c) De igual manera, se realizan muchos avances tecnológicos y ampliaciones en la red de transmisión nacional que permitirán mejorar el monitoreo y control de los intercambios, así como la ganancia en la resiliencia de la red de transmisión y generación.”.

“d) El Departamento de Control y Despacho de Energía en Tiempo Real del CND-ENEE realiza el seguimiento, monitoreo y control de los parámetros CPS1 y CPS2 a fin de garantizar en todo momento el cumplimiento de estos, así como el control del ACE y los intercambios pactados para minimizar el tiempo de desviaciones en la región. Además, actualmente se cuenta con aproximadamente 15 razones de limitación de generación variable que personal en Tiempo Real aplica para minimizar las desviaciones que se pueden presentar en la operación.”.

El 10 de enero de 2025, el OS/OM del área de control de Nicaragua (CNDC-ENATREL) remitió al EOR la nota CNDC/GERENCIA/#0006/01/2025, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó: “(...) *que se procederá a coordinar y tomar las siguientes acciones técnico – operativas en tiempo real y desde la planificación de la operación del Área de Control de Nicaragua:*”:

“1. A fin de evitar las variaciones significativas de los intercambios de potencia, se ha considerado reducir las diferencias en los montos de importación de energía entre períodos de mercado y mejorar la operatividad de las unidades generadoras considerando sus rampas de toma y bajada de carga para controlar y garantizar la suficiente reserva de regulación para mitigar los desvíos por las interconexiones.”.

“2. Se ha desarrollado un pronóstico semanal de mayor precisión de la demanda horaria, así como las previsiones del comportamiento y potencial eólico con base en sus indicadores estadísticos.”.

“3. Adicionalmente en cuanto a la generación eólica, se retomará la habilitación del modo de control de AGC soportativo a las plantas eólicas que aún no brindan dicho servicio auxiliar, con el objetivo de controlar las variaciones de frecuencias (sic) en condiciones donde las variaciones del potencial eólico sean positivas (rampa para bajar).”.

“4. Se dará mayor seguimiento mediante pruebas de campo de los parámetros técnicos y los ajustes de Estatismo y Banda Muerta de los equipos de control (Gobernador, Regulador Automático de Voltaje, Estabilizadores de Potencia, Control Eléctrico y Control de Planta) de las unidades generadoras y evaluar su comportamiento dinámico y el soporte efectivo a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).”.

El 7 de febrero de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-02-2025-168, mediante la cual, entre otros documentos, envió el *“Informe de estado actual de avance del Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales en el SER ante eventos regionales”*. Dicho informe incluyó e indicó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SE-17-29-01-2025:

“(…) Cuadro resumen de las acciones remediales actualmente en proceso, en cada área de control del SER y aquellas bajo gestión directa del EOR, incluyendo porcentaje de cumplimiento a la fecha de cada acción remedial, el cronograma de ejecución, así como el impacto o efecto que su no implementación tiene en la activación recurrente de los esquemas EDALTIBV y EDACBF: (…)

“(…) En cuanto a las acciones remediales alternativas o adicionales que el EOR ha evaluado implementar en el corto plazo, en coordinación con los OS/OM respectivos, para mitigar el impacto o los efectos de las acciones remediales que aún no han sido implementadas, al respecto el EOR expresa que en todo caso serían acciones complementarias no alternativas a las que ya están en proceso, pues éstas son de gran importancia por sus efectos sobre la operación segura y confiable del SER; éstas están supeditadas a los resultados de las Consultorías Diagnóstico 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 y la de Diagnóstico de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y nivel de respuesta inercial en el SER, de cuyos resultados y recomendaciones finales se obtendrían posibles acciones remediales adicionales que sean factibles, y que serían incorporadas al Plan.”.

El 7 de febrero de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-07-02-2025-168, mediante la cual, entre otros documentos, envió el *“Informe del análisis detallado del ACE en cada (sic) de control, durante los eventos relevantes ocurridos en el SER en 2024, y de las reservas de regulación”*. En dicho informe el EOR concluyó lo siguiente:

“Como complemento de la información referida al comportamiento de las reservas 2024 de regulación en el informe EOR-GOS- 14-10-2024-143 de fecha 14 de octubre mostradas por áreas de control, se puede afirmar que la mayoría de las áreas cumplen con sus márgenes de reservas de AGC, a excepción del área de control de Honduras y Nicaragua que ha experimentado un déficit sostenido de +/-5% (...). // Estas evidencias fueron mostradas en dicho informe en virtud de los eventos analizados que reflejaban márgenes que se estima corresponden a la deficiencia de cumplimiento de la demanda del sistema, llegando no solo a agotar los márgenes de reserva sino también verse enfrentada a forzar desconexiones de carga por déficit de generación del área de control de manera específica del área de control de Honduras. // Adicionalmente cabe indicar que Honduras posee una alta capacidad instalada de generación renovable por lo que enfrenta desafíos en el control de su variabilidad.”.

“Cabe indicar que, los eventos de emergencia en tiempo real, aunque se cuente previamente con suficiente de reserva de regulación secundaria de manera evidente en del (sic) área de control que origina el evento, resulta insuficiente mitigar el efecto que el sistema Regional caiga en estado, debido a la rapidez del evento, que consecuentemente este déficit, es provisto por el área de control de México, sobrepasando los límites que activan los esquemas de protecciones referidas antes que su reserva sea utilizada. (…)

“3.1 Como puede observarse el comportamiento del ACE en todas las áreas de control cumplen con lo establecido en la regulación regional considerando que, este monitoreo es válido para el control y la supervisión en el estado normal de operación, es decir dentro de este análisis corresponde a la valoración previa al evento.”

“3.2 Es de hacer notar que posterior al evento se producen desbalances en todas las áreas de control que, que en caso de activarse el esquema del EDALTIBV se requiere como último recurso para mantener la estabilidad del SER mediante la activación del EDACBF.”

“3.4 Los criterios CPS1 y CPS2 y DCS Son datos estadísticos que definen el desempeño del sistema que al igual que el ACE con promedio de minuto y su evaluación está acotada dentro del estado normal de operación del sistema, por lo que al encontrarse un evento dentro la hora (sic) mercado queda fuera de cálculo su evaluación de acuerdo con el RMER.”

“3.5 Debido a que son eventos con pérdidas instantáneas de generación, los márgenes de regulación automática de todas y cada una de las áreas de control, no permiten, debido a su respuesta natural, mitigar el efecto de déficit instantáneo en la región, aunque estos montos de pérdidas de generación sobrepasen el margen de regulación automática reglamentado, que, por la dinámica inercial dominante del área de control de México este absorbe instantáneamente el efecto.”

“3.6 Cabe indicar que, los eventos de emergencia en tiempo real, aunque se cuente previamente con suficiente de (sic) reserva de regulación secundaria de manera evidente en del (sic) área de control que origina el evento, debido a la dinámica del desbalance Carga -generación, resulta insuficiente mitigar el efecto que el sistema Regional caiga en ese estado, debido a la rapidez del evento, que consecuentemente este déficit, es provisto por el área de control de México, sobrepasando los límites que activan los esquemas de control suplementarios, antes que su reserva de regulación automática del área de control sea utilizada.”

“El EOR solicitó a los OS/OM sus observaciones y acciones sobre el tema de las desviaciones a los programas de energía horarios mediante nota EOR-PJD-09-12-2024-047, en la que se instruye en el ámbito de sus responsabilidades implementación de acciones técnico-operativas para mantener las transacciones programadas y minimizar las desviaciones. // Al respecto hemos recibido respuestas correspondientes en el mes de enero 2025. El EOR está analizando esta información y convocará a los OS/OM, para establecer la coordinación y acciones viables en el corto plazo considerando que el tema de control de los desvíos es responsabilidad de cada área de control (...).”

El 7 de marzo de 2025, el AMM remitió a la CRIE la nota GG-145-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, concluyó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-SE-GJ-GT-SV-16-29-01-2025:

“(…) Guatemala ha cumplido con reducir a cero el valor del ACE en un tiempo máximo de quince (15) minutos después de ocurrida la pérdida de generación (Criterio de Desempeño ante Pérdida de Generación, Libro II RMER, Capítulo 16, numeral 16.2.7.11). // (...) El tiempo promedio que le ha tomado a Guatemala restablecer el valor del ACE a cero es de 5.84 minutos. (...)”

El 5 de mayo de 2025, el EOR trasladó a la CRIE la nota EOR-GOS-05-05-2025-059, mediante la cual remitió lo siguiente en cumplimiento de lo instruido mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021:

“(…) el “informe de avance Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales adicionales en el SER ante eventos regionales”.”

“(…) la actualización del Plan de Trabajo integrado regional de Acciones Remediales.”

El 31 de julio de 2025, el agente ETCEE-INDE remitió a la CRIE la nota O-553-419-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, expresó lo siguiente en respuesta a la nota CRIE-GT-15-SV-01-11-07-2025:

“Nuevamente se reitera que la construcción de la línea de 400 kV para interconectar Guatemala con México consideró como parte de su diseño original un banco de 3 reactores de fase más un reactor de neutro conectados permanentemente a la línea de transmisión, condición que ha permanecido desde el inicio de operación de la misma (16 años), sin presentar inconvenientes y en consecuencia no existe otro diseño, y tampoco se ha considerado realizar ningún cambio al diseño original, por lo tanto ETCEE-INDE aclara y reitera al EOR e informa a la CRIE, que no existe análisis y estudio de seguridad operativa respecto al uso de un diseño diferente al diseño original ya indicado.”.

### **3.2 Resultados y conclusiones del análisis CRIE relacionado con el avance del “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, como de las demás actividades derivadas de dicho Plan**

Con relación al avance del “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, así como de las demás actividades derivadas de dicho Plan, se identificaron los principales argumentos presentados por la ASEP, el CND-ETESA y la SNE respecto a las acciones ejecutadas por el EOR en coordinación con los OS/OMS. Dichas acciones tienen como propósito mitigar los efectos de la apertura del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México, evento que, en la mayoría de los casos, ocasiona desconexión de demanda a nivel regional. En particular, tanto la ASEP como la SNE han solicitado a la CRIE y al CDMER, respectivamente, la implementación de medidas correctivas que mitiguen tanto la apertura del citado enlace como sus consecuencias en la demanda regional.

Por su parte, el CND-ETESA manifestó al EOR, en el contexto de la implementación del Esquema de Control Suplementario de Respaldo (ECS-R) —instalado en la interconexión entre Costa Rica y Panamá y diseñado para atender escenarios de pérdida de generación en el área de control de Panamá ante eventos iguales o superiores a 125 MW, conforme lo informado oportunamente por el EOR— que dicho Operador Regional no ha realizado un análisis integral del SER orientado al diseño de un esquema de protección regional, limitándose únicamente a atender la interconexión entre ambos países. Finalmente, la SNE también señaló que todas las áreas de control de los países miembros del MER deben aportar reservas primaria y secundaria para la regulación de frecuencia, aspecto que puede ser validado por el EOR.

En principio, se analizaron los argumentos presentados por el AMM y el agente ETCEE-INDE en relación con la acción remedial denominada “Esquema de disparo del reactor de línea 400 kV en la SE Los Brillantes al alcanzar un umbral de 388 kV (0.97 pu) en Los Brillantes”. Según el “Informe de avance Plan de Trabajo integrado regional para la implementación de acciones remediales en el SER ante eventos regionales”, elaborado y actualizado por el EOR hasta el 5 de mayo de 2025, esta acción remedial registra un avance del 0%. Al respecto, se identificó que, a pesar de las gestiones realizadas por el EOR, en coordinación con el AMM, para solicitar la implementación del esquema de disparo del reactor de línea 400 kV en la subestación Los Brillantes, el agente ETCEE-INDE ha reiterado en múltiples ocasiones que, con base en sus propios

análisis, la desconexión del referido reactor pone en riesgo la operación de la infraestructura eléctrica de la subestación Los Brillantes. Esta postura ha sido respaldada por el AMM, quien ha solicitado expresamente al EOR el retiro de esta acción remedial del referido plan de trabajo.

Cabe destacar que el agente ETCEE-INDE también ha señalado que la Regulación Regional lo faculta a no implementar el esquema de disparo del reactor de línea, amparándose en el literal b) del numeral 3.2.1 del Libro III del RMER, en virtud de que, a su juicio, la implementación podría causar daños a las instalaciones bajo su responsabilidad. Esta posición ha sido comunicada formalmente a esta Comisión en el marco de la presente investigación, señalándose adicionalmente que el diseño original del enlace extraregional del SER con el sistema eléctrico de México contempla que el reactor de línea 400 kV en la subestación Los Brillantes se mantenga conectado de forma permanente, sin que exista un diseño o estudio alternativo.

En este contexto, tanto el AMM como el agente ETCEE-INDE han manifestado al EOR y a la CRIE que, para mitigar la recurrencia y frecuencia de la activación del esquema de protección especial EDALTIBV y, en consecuencia, los efectos de desconexión de demanda regional a través del EDACBF, es necesario que en cada área de control se implementen esquemas locales que contengan los eventos originados en dichas áreas y eviten su propagación al resto del SER mediante la activación de los esquemas mencionados.

Por su parte, el EOR ha manifestado en el citado informe de avance del Plan de Trabajo Integrado Regional que, de no implementarse el esquema de disparo del reactor de línea en la subestación Los Brillantes, los Esquemas de Control Suplementario de Desconexión Automática de Carga por pérdida de generación (EDAC), tanto instalados como por instalar en diversas áreas de control, no lograrían la efectividad esperada. Esta afirmación ha sido constatada a partir de la revisión de los resultados de los análisis remitidos por el Operador Regional a esta Comisión, los cuales derivaron de reuniones técnicas sostenidas entre el EOR, los OS/OMS (incluyendo el AMM), y el CENACE de México.

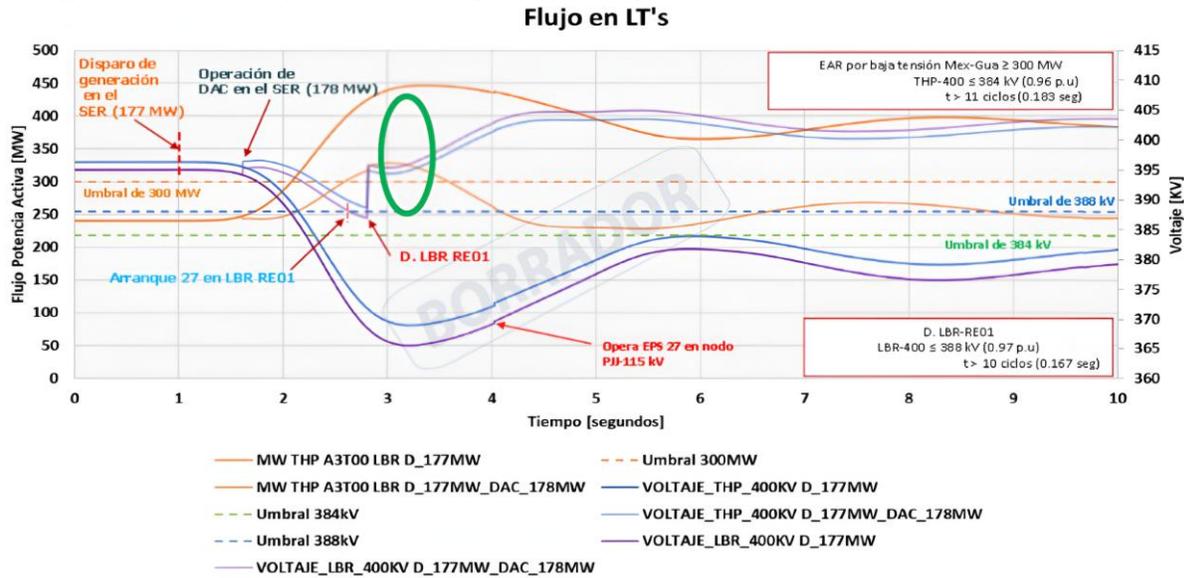
En dichos análisis se identificó que, al evaluar un escenario de pérdida de generación de 177 MW en el SER y tras la actuación del EDAC local correspondiente, se activaría el esquema de disparo del reactor de línea en la subestación Los Brillantes. Esta acción remedial propuesta, provocaría un *offset* positivo en el voltaje medido en la subestación Tapachula, lo que contribuiría a evitar el decaimiento de tensión y, con ello, mitigaría la activación del esquema EDALTIBV (Imagen 1).

En ese sentido, y conforme a lo establecido en la resolución CRIE-25-2021, se considera necesario instruir al EOR para que, en coordinación con los OS/OMS y el agente transmisor ETCEE-INDE, realice los análisis pertinentes que permitan confirmar o descartar la necesidad de implementar la acción remedial de disparo del reactor de línea 400 kV en la subestación Los Brillantes. Esta revisión deberá enfocarse en identificar los potenciales riesgos para la integridad de las personas o los posibles daños a las instalaciones de transmisión asociadas al mencionado reactor, y que han dificultado la implementación de la acción remedial propuesta.

En virtud de lo anterior, de conformidad con lo establecido en el resuelve segundo de la resolución CRIE-25-2021, así como con lo requerido mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, el

EOR deberá continuar informando a esta Comisión con periodicidad bimensual, sobre los avances alcanzados en la realización de los análisis pertinentes que permitan confirmar o descartar la necesidad de implementar dicha acción remedial.

**Imagen 1.** Punto de operación de esquema de disparo del reactor de línea SE Los Brillantes



Fuente: “Anexo G.-Notas EOR-AMM sobre esquema desconexión Reactor 400 kV en LBR” presentado por el EOR.

Otro aspecto relevante analizado, en el marco del avance del “Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”, así como de otras actividades derivadas de dicho Plan, es el cumplimiento, conforme a la Regulación Regional, de la obligación de todas las áreas de control de los países miembros de prestar adecuadamente los servicios de reserva primaria y secundaria para la regulación de frecuencia. En este sentido, dentro del citado Plan se encuentran en desarrollo las siguientes acciones remediales, cuyo estado de avance ha sido actualizado al 5 de mayo de 2025:

- “Evaluación del periodo de pruebas del Procedimiento de aplicación de la metodología para la verificación del aporte real de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en las áreas de control del SER”, con un avance del 68%;
- “Ejecución de Consultoría especializada para el Diagnóstico de la RPF y nivel de respuesta inercial en el SER”, con un avance del 74%; y
- “Ejecución de Consultoría sobre las causas estructurales, fortalezas y debilidades del SER y del MER, asociadas al origen de los eventos o contingencias en cascada en el SER, y propuestas de soluciones”, con un avance del 100% (finalizada).

Las dos primeras acciones se relacionan directamente con la verificación del cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia, mientras que la tercera contempla un análisis más amplio que

abarca tanto la regulación primaria como la secundaria, aunque sin enfocarse específicamente en la evaluación y diagnóstico de estas. Estas acciones remediales, en particular las dos primeras, están alineadas con lo dispuesto en el numeral 7.2.6.1 del Libro III del RMER, que establece la obligación del EOR de mantener un seguimiento permanente del desempeño de los servicios auxiliares en cada área de control, con el fin de monitorear su calidad y servir de base para identificar incumplimientos, así como la obligación de los OS/OMS de ejercer dicha supervisión dentro de sus respectivos sistemas.

En particular, de acuerdo con lo informado por el EOR a esta Comisión en el marco de la presente investigación, el “*Procedimiento de aplicación de la metodología para la verificación del aporte real de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en las áreas de control del SER*” tiene como objetivo optimizar el aporte efectivo y necesario de RPF por parte de cada área de control. Por su parte, la “*Consultoría especializada para el diagnóstico de la RPF y del nivel de respuesta inercial en el SER*” permitirá identificar acciones concretas en las distintas áreas de control para mejorar dicho aporte, así como evaluar la factibilidad técnico-económica de incrementar el nivel de respuesta inercial del SER.

En cuanto a la reserva secundaria de frecuencia, aunque el EOR informó a esta Comisión que el comportamiento del *ACE* en cada área de control, previo a los eventos que involucraron la activación del EDACBF regional en 2024, se ajustaba a lo establecido por la Regulación Regional, el Operador Regional identificó que las áreas de control de Honduras y Nicaragua presentaron un déficit sostenido del  $\pm 5\%$  en sus márgenes de reserva secundaria de frecuencia respecto a sus demandas durante dichos eventos.

La Regulación Regional establece de forma clara que los OS/OMS deben mantener reservas suficientes para balancear la generación y la demanda dentro de sus respectivas áreas de control y cumplir con los programas de inyección y retiro del MER. Esta obligación incluye la contribución de cada área a la regulación de frecuencia del SER, conforme a lo dispuesto en los numerales 5.3.6.1 y 16.2.7.4 del Libro III del RMER, siendo este último el que establece que cada área de control debe contar con la reserva secundaria de frecuencia necesaria para cumplir con los criterios CPS1 horario, CPS2 horario y DCS; no obstante, el EOR no identificó incumplimientos a la Regulación Regional en este aspecto.

Al respecto, se observó que, conforme al numeral 5.3.6.2 del Libro III del RMER, las correcciones a las desviaciones en las transacciones programadas deben realizarse automáticamente mediante el *AGC*, cuando ello sea técnicamente posible. Sin embargo, dicho numeral también enfatiza que las áreas de control deben contar con reservas suficientes para lograr ese objetivo.

Finalmente, a continuación, se presenta el cuadro resumen de las acciones remediales actualmente en ejecución en cada área de control, así como aquellas bajo la gestión directa del EOR. Este cuadro incluye el porcentaje de cumplimiento al 5 de mayo de 2025, el estado actual y la proyección de avance de cada acción, además del impacto operativo asociado a su eventual no implementación, en particular en lo referente a la activación recurrente de los esquemas de protección especial EDALTIBV y EDACBF. Esta información fue remitida por el EOR a esta Comisión en el marco de la presente investigación, a través del documento titulado “*Informe de estado actual de avance*”

del Plan de Trabajo Integrado Regional para la implementación de acciones remediales en el SER ante eventos regionales”, en cumplimiento de lo dispuesto en los resuelve primero y segundo de la resolución CRIE-25-2021, así como de lo instruido mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, de fecha 22 de diciembre de 2021.

**Tabla 1.** Plan de Trabajo Integrado Regional de Acciones Remediales en el SER

ACCIÓN REMEDIAL	RESPONSABLE EJECUCIÓN	% AVANCE	ESTADO ACTUAL/ PROYECCIÓN CUMPLIMIENTO	IMPACTO DE SU NO IMPLEMENTACIÓN EN ACTIVACIÓN DEL EDALTIBV Y EDACBF
Revisar Esquema de disparo de generadores por sobrefrecuencia (en conjunto DOCSE-ICE y CND-ETESA).	CND-ETESA y DOCSE-ICE	94%	Habrà reunión de trabajo entre ambos OS/OMS para coordinación de próximos pasos y determinación de fechas para los mismos. Proyección al segundo semestre de 2025.	Esta acción remedial no tiene efecto sobre la activación o no del EDALTIBV, pero si tiene efecto sobre la activación del EDACBF en las áreas de control de Panamá y Costa Rica, sobre todo ante eventos que desconectan las interconexiones entre Costa Rica y Nicaragua. Cabe señalar que este tipo de eventos no se presenta desde que se cambió la topología en Nicaragua con la entrada de la SE La Virgen, no obstante, se está revisando porque el riesgo, aunque es bajo, siempre existe.
Inclusión de las 3 Plantas Fotovoltaicas pendientes a la normativa regional (comportamiento ante bajo voltaje).	CND-ENEE	94%	FOTERSA I (20 MW) ya implementó el 17 de enero de 2025 la nueva configuración en sus inversores. Se espera que al final de julio de 2025, los desarrolladores	Esta acción remedial tiene efecto importante para mitigar la activación del EDALTIBV, ya que recurrentemente la desconexión súbita de las Plantas Solares en Honduras provoca la desconexión de la interconexión MEX-

			implementen estos cambios de configuración en los inversores de las 2 centrales restantes que serían SERSA I (20 MW) y SERSA II (30 MW).	GUA por acción del EDALTIBV.
Evaluación periodo de pruebas del Procedimiento de aplicación metodología verificación aporte real de Regulación Primaria de Frecuencia en las áreas de control del SER.	EOR	68%	El periodo de pruebas se prolongó hasta mayo 2025, se consolidarán resultados para revisión con los OS/OMS en conjunto con resultados de la Consultoría de Diagnóstico de Regulación Primaria de Frecuencia y nivel de respuesta inercial.	Este procedimiento tiene por objetivo mejorar el aporte real y necesario de regulación primaria de frecuencia por parte de cada área de control, ya que se ha detectado faltas en dichos aportes en algunas áreas de control, por lo que su puesta en vigencia (y desde ya en periodo de pruebas) mitigará la actuación del EDACBF luego de activada la desconexión de la línea de interconexión MEX-GUA por efecto del EDALTIBV.
Ejecución de Consultoría especializada para “ <i>Diagnóstico de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y nivel de respuesta inercial en el SER</i> ”.	EOR	74%	Entregado informe preliminar por el Consultor a finales de enero 2025, EOR y OS/OMS hicieron observaciones en febrero de 2025. Se espera hacer reunión presencial con OS/OMS y consultor, en mayo 2025 para	Esta Consultoría permitirá definir acciones resultantes en las diferentes áreas de control, para mejorar el aporte real de regulación primaria de frecuencia, lo cual ayudará a mitigar la actuación del EDACBF luego de activada la desconexión de la línea de interconexión MEX-GUA por efecto del

			definir Informe Final y presentarlo a JD.	EDALTIBV. Así mismo, definirá la factibilidad técnico-económica de incrementar el nivel de respuesta inercial del SER para mitigar la activación del EDALTIBV.
Ejecución de Consultoría <i>“Diagnóstico 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”.</i>	EOR	100%	Entregado informe preliminar desde noviembre 2024, el EOR hizo observaciones y se recibió nueva versión en enero 2025, de la cual se recibieron observaciones de los OS/OMS y del EOR que fueron entregadas al Consultor en febrero de 2025 para evaluación. Se hizo reunión presencial con OS/OMS y Consultor, en segunda quincena de marzo 2025 para definir Informe Final y presentarlo a JD. Informe Final se presentó a Junta Directiva el 24 de abril de 2025, siendo aprobado. Se remitió informe final a OS/OMS, CRIE y CDMER en la	Esta Consultoría permitirá definir acciones resultantes de corto, mediano y largo plazo en las diferentes áreas de control, para atender las causas estructurales que se identifiquen en el SER, que provocan que los eventos originados en las diferentes áreas de control produzcan consecuentemente la actuación del EDALTIBV y del EDACBF.

			primera semana de mayo de 2025.	
Implementación esquema local de Desconexión Automática de Carga (EDAC) que opere en 600 msec ante pérdidas de generación mayores a 80 MW, como parte del esquema para mitigar el EDALTIBV conforme análisis conjuntos EOR-OSOM-CENACE.	CNDC-ENATREL	33%	El EDAC ante la pérdida súbita de la Generación de PLANTA MAN (140 MW) se puso en servicio el 14 de diciembre de 2024. El EDAC ante la pérdida súbita de la Generación de la Central Puerto Sandino (300 MW), está en proceso: actualmente en etapa final de diseño. En mayo de 2025, se remitirá el cronograma de trabajo con las fechas del desarrollo, implementación y pruebas funcionales.	Esta acción es necesaria para evitar o mitigar la activación del EDALTIBV y del EDACBF, luego de eventos de pérdida de generación en las diferentes áreas de control, en este caso Nicaragua.
Implementación esquema local de Desconexión Automática de Carga (EDAC) que opere en 600 msec ante pérdidas de generación mayores a 80 MW, como parte del esquema para mitigar el EDALTIBV conforme análisis	CND-ETESA	47%	Se prevé la puesta en servicio de los EDAC en el SPEAR, para las siguientes centrales: 1.- C.E. Toabré: en revisión de propuesta de diseño funcional. Su implementación se prevé a finales del cuarto trimestre de 2025.	Esta acción es necesaria para evitar o mitigar la activación del EDALTIBV y del EDACBF, luego de eventos de pérdida de generación en las diferentes áreas de control, en este caso Panamá.

<p>conjuntos EOR-OSOM-CENACE, en proyecto SPEAR, incluye Centrales Gatún 100%, Costa Norte 90% y Toabré (en proceso).</p>			<p>2.- C.T. Costa Norte: Completado el 19 de mayo de 2023, pero se encuentra en mejoras y ajustes ante eventos recientes ocurridos durante 2024. La Central ya instaló cable para entregar la señal hasta el SPEAR, resta únicamente que el Contratista tenga disponibilidad para configurarla e incorporarla al SPEAR, a más tardar en septiembre de 2025. El EOR remitió nota al CND-ETESA solicitándole hacer su mejor esfuerzo para acortar el tiempo de implementación.</p>	
<p>Implementación esquema local de Desconexión Automática de Carga (EDAC) que opere en 600 msec ante pérdidas de generación mayores a 80 MW, incluyendo Central EDP, como parte del</p>	<p>UT</p>	<p>15%</p>	<p>El EDAC era la siguiente opción después de realizar análisis y mejoras de fallas internas en la Planta, pero ante el evento ocurrido el 11 de diciembre de 2024, han iniciado el análisis de factibilidad para la</p>	<p>Esta acción es necesaria para evitar o mitigar la activación del EDALTIBV y del EDACBF, luego de eventos de pérdida de generación en las diferentes áreas de control, en este caso El Salvador.</p>

<p>esquema para mitigar el EDALTIBV conforme análisis conjuntos EOR-OSOM-CENACE.</p>			<p>implementación del EDAC, se espera implementación total a inicios de 2026. Se realizó una reunión virtual en la segunda quincena de marzo 2025, con UT y EDP para dar seguimiento, y se estarán desarrollando más reuniones de seguimiento, la próxima está prevista para junio 2025. También se ha solicitado a EDP que continúe identificando condiciones que podrían ocasionar disparos mayores a 80 MW y que busque las soluciones óptimas para disminuir la probabilidad de ocurrencia de estas contingencias.</p>	
<p>Reducción de inyección de potencia en nodo Los Brillantes 400 kV desde el SIN de México a 150 MW en todos los escenarios de demanda,</p>	<p>AMM</p>	<p>15%</p>	<p>AMM puso como condición que se pueda compartir las Bases de Datos incluyendo el Modelo Equivalente de México con el Ministerio de</p>	<p>Acción remedial de suma importancia, resultante de análisis conjuntos EOR-OSOM-CENACE, y verificados por el EOR mediante el estudio de actualización de la inyección máxima entre México y</p>

<p>mientras se implementan los DAC en cada área de control del SER.</p>			<p>Energía y la CNEE de Guatemala, por tanto, no ha iniciado aún los análisis eléctricos de validación para reducir al 150 MW la inyección desde México, además el AMM aún no ha suscrito Convenio de Confidencialidad para compartirle el modelo equivalente del SIN de México, el cual ha solicitado para sus propios análisis. EOR ha gestionado con CENACE el requerimiento del AMM y se espera dar respuesta en marzo 2025.</p>	<p>Guatemala, que permitiría mitigar la actuación del EDALTIBV y del EDACBF ante eventos de pérdida de generación en las diferentes áreas de control del SER, mientras se implementan las otras acciones como los EDAC en las áreas de control y la desconexión del Reactor de Los Brillantes.</p>
<p>Esquema Disparo del Reactor de Línea 400 kV en SE Los Brillantes cuando alcance umbral de 388 kV (0.97 pu) en Los Brillantes.</p>	<p>AMM – ETCEE/INDE</p>	<p>0%</p>	<p>ETCEE-INDE mantiene su postura de no implementación de esta acción remedial.</p>	<p>Acción remedial de suma importancia, resultante de análisis conjuntos EOR-OSOM-CENACE, que permitiría mitigar la actuación del EDALTIBV y del EDACBF ante eventos de pérdida de generación en las diferentes áreas de control del SER, de no implementarse no se alcanzaría el nivel de efectividad de los EDAC en proceso de</p>

			implementación en las diferentes áreas de control.
Implementación de un Sistema de Almacenamiento de Energía 75 MW/300 MWh	CND-ENEE	El proceso de licitación inició el 03-sept-2024. Se espera que esté operativo para agosto 2025.	
Implementación de ajustes recomendados para elevar el nivel de amortiguamiento Oscilaciones inter-área en Centrales Hidroeléctrica de Honduras.	CND-ENEE	Central EL CAJÓN finalizado. Centrales CAÑAVERAL y RIO LINDO cambiarán sus gobernadores, AVR y PSS en los años 2025 y 2027 respectivamente. Considerando que han informado que esto es parte del proyecto de Modernización completa de los equipos de control de ambas Centrales.	
Implementación ajustes recomendados para elevar nivel de amortiguamiento Oscilaciones inter-área en Central Hidroeléctrica Ventanas-Garita de Costa Rica.	DOCSE-ICE	De conformidad con lo informado por el DOCSE-ICE, se mantiene la proyección al periodo 2027-2029. Considerando que han informado que esto es parte del proyecto de Modernización completa de los equipos de control de la Central.	
Guía regional de Protecciones	EOR	Se han revisado las observaciones recibidas de los Agentes Transmisores por medio de cada OS/OM, y de la EPR, las cuales ya están incorporadas para enriquecer la Guía, se espera presentarla a la Junta Directiva del EOR en mayo 2025.	

Fuente: "Informe de estado actual de avance del Plan de Trabajo Integrado Regional para la implementación de acciones remediales en el SER ante eventos regionales" presentado por el EOR.

### Resultado de la investigación de oficio

En el ejercicio de su función de supervisión y vigilancia sobre el funcionamiento del MER, conforme a lo dispuesto en el numeral 2.4.1 del Libro IV del RMER, que faculta a la CRIE para realizar investigaciones de oficio sobre cualquier actividad en el MER o sobre la conducta de un Agente del Mercado, de los OS/OMS o del Ente Operador Regional (EOR), esta Comisión llevó a

cabo una investigación en atención a la recurrencia y frecuencia de eventos registrados en 2024. Estos eventos dieron lugar a la activación de los esquemas de protección especial EDALTIBV y EDACBF, lo cual provocó la apertura del enlace extraregional del Sistema Eléctrico Regional (SER) con el sistema eléctrico de México, así como la desconexión de demanda a nivel regional.

Con base en lo establecido en el numeral 2.2.1 del Libro IV del RMER, la investigación realizada permitió determinar que no se identificaron incumplimientos a la Regulación Regional por parte de los Agentes del Mercado, de los OS/OMS o del EOR, en lo relativo al seguimiento y cumplimiento del *“Plan de Actividades realizadas por el EOR en coordinación con los OS/OM y las Acciones Remediales ante los eventos regionales recientes”*, ni de las demás acciones derivadas de dicho Plan. En particular, se verificó que el EOR, en coordinación con los OS/OMS, ha cumplido con las responsabilidades asociadas a la operación técnica del MER, conforme a lo dispuesto en la resolución CRIE-25-2021 y en las instrucciones impartidas mediante la nota CRIE-SE-GT-GJ-645-22-12-2021, en el marco del cumplimiento y seguimiento del citado Plan.

No obstante, a partir de los análisis realizados, con base en la información proporcionada por las entidades involucradas y, en especial, en la documentación remitida por el EOR respecto a los eventos que originaron la activación de los esquemas EDALTIBV y EDACBF en 2024, así como del seguimiento y ejecución del mencionado Plan, se identificaron aspectos relevantes que requieren atención oportuna. Esto apunta a la necesidad de adoptar medidas que contribuyan a prevenir y mitigar la actuación del EDACBF regional, evitando así afectaciones a la demanda regional, y a fortalecer la administración y operación técnica del MER.

## VIII

Que, de conformidad con la Regulación Regional, corresponde al EOR y a los OS/OMS, en su rol de realizar la operación coordinada del MER, identificar e implementar las soluciones operativas, que permitan que el SER opere dentro de los CCSD establecidos en el Capítulo 16 del Libro III del RMER. En virtud de lo anterior y ante los eventos recurrentes que han tenido afectación regional, se identifica necesario requerir al ENTE OPERADOR REGIONAL y a los OS/OMS para que, de forma coordinada, identifiquen e implementen aquellas acciones que reduzcan la frecuencia y recurrencia de eventos que puedan provocar la actuación del EDACBF regional, así como a fortalecer la gestión técnica del MER bajo estándares de eficiencia, confiabilidad y seguridad.

## IX

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE *“(…) La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. // (...) e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita (...)”*.

**X**

Que en reunión a distancia número 229, llevada a cabo el día 29 de agosto de 2025, la Junta de Comisionados de la CRIE, resolvió instruir al **ENTE OPERADOR REGIONAL**, para que de forma coordinada, con los OS/OMS y agentes del MER, identifiquen e implementen aquellas acciones que reduzcan la frecuencia y recurrencia de eventos que puedan provocar la operación del EDACBF regional, así como a fortalecer la gestión técnica del MER bajo estándares de eficiencia, confiabilidad y seguridad, según el detalle indicado en la parte resolutive de la presente resolución, tal y como se dispone.

**POR TANTO  
LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE**

Con base en los resultados y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y el Reglamento Interno de la CRIE;

**RESUELVE**

**PRIMERO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), OS/OM de Guatemala, para que, de forma coordinada, den cumplimiento al cronograma de trabajo relacionado con los análisis indicados por el AMM en su nota GG-616-2023, el cual fue remitido por el EOR a la CRIE mediante la nota EOR-GOS-26-10-2023-145. En ese sentido, el EOR deberá informar a esta Comisión, con periodicidad bimensual, sobre los avances en la ejecución del citado cronograma de trabajo, detallando el progreso alcanzado en cada una de las etapas del proceso de implementación de la referida acción remedial.

**SEGUNDO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) para que remita a la CRIE retroalimentación relacionada con eventos ocurridos en el Sistema Eléctrico Regional (SER) que hayan involucrado la actuación del EDACBF regional y que requieran una o más acciones remediales (como revisión y ajustes de protecciones, mantenimientos correctivos, entre otras); para ello, el EOR deberá remitir un informe detallado con periodicidad cuatrimestral, que incluya, al menos, la siguiente información: a) fecha y hora de ocurrencia, b) OS/OMS y agentes involucrados, c) descripción de las acciones emprendidas y a emprender orientadas a mitigar los eventos, d) estado de avance del total de acciones remediales que se encuentren en ejecución, e) resultados obtenidos y f) cualquier observación relevante. Estos informes deberán ser remitidos a la CRIE a más tardar a los primeros quince (15) días hábiles de los meses de mayo, septiembre y enero, respectivamente.

**TERCERO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) a que consulte al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México, sobre el modo de operación del AGC del sistema eléctrico de México y elabore un informe con las evidencias correspondientes. Dicho informe deberá ser remitido a esta Comisión para su registro oficial y como respaldo de las acciones

llevadas a cabo por el EOR en relación con dicha verificación. Este informe deberá remitirse a la CRIE en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a que adquiera firmeza la presente resolución. En caso de requerirse un plazo adicional, por causas debidamente justificadas, el EOR deberá comunicarlo con la antelación debida al Secretario Ejecutivo de la CRIE, quien resolverá lo que corresponda sobre la solicitud de prórroga.

**CUARTO. INSTRUIR** al Ente Operador Regional (EOR) para que, de manera coordinada con el AMM y el agente transmisor ETCEE-INDE, realice los análisis pertinentes que permitan confirmar o descartar la necesidad de implementar la acción remedial de disparo del reactor de línea 400 kV en la subestación Los Brillantes o en todo caso proponer acciones remediales adicionales que resulten de dicho análisis. Este análisis deberá enfocarse en identificar los potenciales riesgos para la integridad de las personas o los posibles daños a las instalaciones de transmisión involucradas, y que han dificultado la implementación de la acción remedial asociada al disparo del referido reactor. En ese sentido, el EOR deberá remitir a la CRIE, en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, contados a partir del día hábil siguiente a que adquiera firmeza la presente resolución, el cronograma de trabajo correspondiente para llevar a cabo estos análisis, el cual deberá incluir de forma detallada cada una de las etapas del proceso de análisis. Asimismo, el Operador Regional deberá informar a esta Comisión, con periodicidad bimensual, los avances obtenidos en la ejecución de dicho cronograma de trabajo.

**QUINTO. VIGENCIA.** La presente resolución entrará en vigor de conformidad con lo establecido en el numeral 1.11.2 del Libro IV del RMER.

**NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.”**

Quedando contenida la presente certificación en cincuenta y nueve (59) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día miércoles tres (3) de septiembre de dos mil veinticinco (2025).

**Giovanni Hernández**  
**Secretario Ejecutivo**