

**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-12-2026, emitida el veinticinco de junio de dos mil veintiséis, donde literalmente dice:

**“RESOLUCIÓN CRIE-12-2026**

**COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA**

**RESULTANDO**

**I**

Que el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), ocurrió un evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER), tras el cual se registró el colapso de voltaje en el área de control de Panamá. Este acontecimiento quedó documentado en el Reporte de Evento Preliminar No. 33-3-2025, publicado por el Ente Operador Regional (EOR) en su sitio web institucional.

Dadas las repercusiones de dicho evento, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) inició una investigación de oficio con el objeto de evaluar el actuar de las entidades involucradas en el mismo. Lo anterior, con el propósito de determinar si existieron conductas (acciones u omisiones) que pudieran calificarse como incumplimientos a la Regulación Regional.

**II**

Que el 31 de marzo de 2025, la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-GT-07-31-03-2025, mediante la cual solicitó “(...) remitir los informes preliminares y finales (tanto los elaborados por los OS/OMs como los elaborados por el EOR) de los siguientes eventos. // (...) Incendio en la subestación PAN-AM en Panamá // sábado, 15 de marzo de 2025 22:28:00 (...)”. El plazo máximo para la entrega de esta información se estableció conforme a lo dispuesto en los literales b) y c) del numeral 5.5.1.1 del Libro III del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), otorgando al Operador Regional un período de tres (3) días hábiles contados a partir del vencimiento de los plazos indicados en dichos literales.

**III**

Que el 1 de abril de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-01-04-2025-045, en respuesta a la nota CRIE-GT-07-31-03-2025. En dicha comunicación, el EOR, además de adjuntar “(...) los informes preliminares y finales elaborados por los OS/OM involucrados en el evento ocurrido el día 15 de marzo de 2025.”, manifestó lo siguiente:

*“Respecto al Informe final elaborado por el EOR para el evento ocurrido el 15 de marzo de 2025, éste aún está pendiente de completarse, debido a que el OS/OM de Panamá, ha solicitado con base en lo establecido en la regulación*

*regional, cinco (5) días hábiles adicionales para remitir su informe final de dicho evento, lo cual será el próximo viernes 04 de abril de 2025; así mismo, el EOR requerirá al menos tres (3) días hábiles adicionales para revisarlo y elaborar el informe final de dicho evento.”.*

#### IV

Que el 9 de abril de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-09-04-2025-051, “(...) en seguimiento a nota EOR-GOS-01-04-2025-045, en atención a su solicitud de información técnica, indicada por medio de comunicación CRIE-GT-07-31-03-2025 (...)”. En dicha comunicación, el EOR, además de adjuntar “(...) En Anexo I, el informe preliminar elaborado por el EOR para el evento ocurrido el día 15 de marzo de 2025. // En Anexo II, el informe final remitido por el OS/OM de Panamá para el evento ocurrido el día 15 de marzo de 2025.”, manifestó lo siguiente:

*“Al respecto, como se puede evidenciar en el Anexo II anterior, el informe final que remitió el viernes 04 de abril de 2025 el OS/OM de Panamá, carece de mucha información técnica detallada sobre las causas del origen, secuencia y efectos del evento originado en el área de control de Panamá y cuyos efectos provocaron un colapso total en dicha área. // Por lo anterior, el EOR ha solicitado toda esa información al CND-ETESA de Panamá (Anexo III), necesaria para que el EOR pueda elaborar el informe final de dicho evento. En este sentido, cuando el EOR reciba dicha información completa por parte del CND-ETESA, elaborará el informe final correspondiente y será remitido oportunamente a la CRIE.”.*

#### V

Que el 2 de mayo de 2025, la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-GT-09-02-05-2025, mediante la cual, entre otros aspectos, solicitó lo siguiente: “(...) a más tardar el 7 de mayo de 2025, informar a esta Comisión el avance en la elaboración del informe final del evento ocurrido el 15 de marzo de 2025 en el área de control de Panamá, esto en atención de lo indicado en la nota EOR-GOS-09-04-2025-051.”.

#### VI

Que el 12 de mayo de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-12-05-2025-063, en respuesta a la nota CRIE-GT-09-02-05-2025. En dicha comunicación, el EOR, entre otros aspectos, manifestó lo siguiente:

*“(...) respecto al Informe final a ser elaborado por el EOR para el evento ocurrido el 15 de marzo de 2025, aún continúa pendiente de completarse, debido a que el OS/OM de Panamá ha respondido a consultas del EOR por medio de correo electrónico (Anexo III) expresando que será este día 12 de mayo cuando publicarán su informe final detallado sobre dicho evento, por lo que una vez publicado por el CND-ETESA, el EOR igualmente requerirá al menos tres (3) días hábiles adicionales para revisarlo y elaborar el informe final del mismo, para remitirlo a CRIE.”.*

## VII

Que el 16 de mayo de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-16-05-2025-066, “(...) en seguimiento a la nota EOR-GOS-12-05-2025-063, en atención a su solicitud de información técnica, indicada por medio de comunicación CRIE-GT-09-02-05-2025 (...)”, mediante la cual, entre otros aspectos, remitió “(...) En Anexo I, los informes finales elaborados por el EOR para los eventos ocurridos los días 29 de abril 2025 y 15 de marzo 2025 respectivamente, incluyendo el informe final del CND-ETESA.”.

## VIII

Que el 2 de junio de 2025, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió notas solicitando información técnica y documental a las siguientes entidades, estableciendo como plazo máximo de entrega el 1 de julio de 2025:

Entidad	Nota
Centro Nacional de Despacho-Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA)	CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-158-02-06-2025
Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA)	CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-159-02-06-2025
Ente Operador Regional (EOR)	CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-160-02-06-2025
Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-161-02-06-2025
Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM)	CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-162-02-06-2025

## IX

Que el 30 de junio de 2025, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-30-06-2025-392, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-160-02-06-2025.

## X

Que el 1 de julio de 2025, el CND-ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GOP-PCP-518-2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-158-02-06-2025.

## XI

Que el 1 de julio de 2025, el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA) remitió a la CRIE la nota EF-GG-021-2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-159-02-06-2025.

## XII

Que el 1 de julio de 2025, el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) remitió a la CRIE la nota PANAM-112-2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-162-02-06-2025.

### **XIII**

Que el 3 de julio de 2025, ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DOM-042-2025, en respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-161-02-06-2025, mediante la cual solicitó “(...) una extensión hasta el día 15 de julio [de 2025] a fin de poder recopilar la información requerida y dar una adecuada respuesta a su solicitud.”.

### **XIV**

Que el 4 de julio de 2025, la CRIE remitió a ETESA la nota CRIE-SE-SV-179-04-07-2025, en respuesta a la nota ETE-DOM-042-2025, mediante la cual informó lo siguiente: “(...) que se le otorga la prórroga solicitada. En consecuencia, se establece como nueva fecha de entrega de la información correspondiente el martes 15 de julio de 2025.”.

### **XV**

Que el 15 de julio de 2025, ETESA remitió a la CRIE mediante documentos adjuntos en correo electrónico, la respuesta a la nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-161-02-06-2025.

### **XVI**

Que el 23 de diciembre de 2025, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió al EOR la nota CRIE-SV-127-2025, mediante la cual solicitó información complementaria, estableciendo como plazo máximo de entrega el 9 de enero de 2026.

### **XVII**

Que el 9 de enero de 2026, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-DE-09-01-2026-008, en respuesta a la nota CRIE-SV-127-2025.

### **XVIII**

Que el 13 de abril de 2026, en el marco de la investigación de oficio, la CRIE remitió al CND-ETESA y al EOR las notas CRIE-SV-33-2026 y CRIE-SV-34-2026, respectivamente, mediante las cuales solicitó información complementaria, estableciendo como plazo máximo de entrega el 20 de abril de 2026.

### **XIX**

Que el 20 de abril de 2026, el CND-ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GOP-PCP-199-2026, en respuesta a la nota CRIE-SV-33-2026.

### **XX**

Que el 20 de abril de 2026, el EOR remitió a la CRIE la nota EOR-GOS-20-04-2026-046, en respuesta a la nota CRIE-SV-34-2026.

## XXI

Que el 20 de mayo de 2026, la CRIE remitió al CND-ETESA la nota CRIE-SV-46-2026, mediante la cual solicitó lo siguiente: “(...) confirmar si las unidades G1, G2, G3, G4, G5 y G6 de la Central Termoeléctrica PanAm ya se encuentran disponibles y en operación comercial. En caso afirmativo, se solicita indicar, para cada unidad, la fecha en que se reincorporó efectivamente a la operación comercial. (...)”.

## XXII

Que el 22 de mayo de 2026, el CND-ETESA remitió a la CRIE la nota ETE-DCND-GOP-PCP-247-2026, mediante la cual presentó “(...) el orden cronológico en que las unidades solicitadas de la Central Termoeléctrica Panam fueron declaradas disponibles para su operación en el Mercado Mayorista de Electricidad (MEM)”. En ese sentido, esta Comisión tuvo a la vista que la Central Termoeléctrica PanAm, según lo manifestado por el OS/OM del área de control de Panamá en la referida nota, se encuentra totalmente disponible y en operación comercial desde el 18 de abril de 2026.

## 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 del Mercado Eléctrico de América Central (Segundo Protocolo), le confieren a la CRIE las facultades de supervisar y vigilar el cumplimiento de la Regulación Regional.

### II

Que, de conformidad con el artículo 23 del Tratado Marco, por Operadores de Sistema y Operadores Mercado (OS/OMS) se entenderá al ente o entes nacionales designados como operador u operadores nacionales en lo que atañe a las funciones y responsabilidades que se indique en el Tratado Marco y sus protocolos.

### III

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.

#### IV

Que, de conformidad con los artículos 10 y 28 del Tratado Marco, el EOR en coordinación con los 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.”.

#### V

Que, de conformidad con el artículo 23 del Segundo Protocolo, los agentes del Mercado, 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.

#### VI

Que de conformidad con los literales 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 (CCSD) regionales.

#### VII

Que, tal y como se expuso, el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), se registró un evento en el Sistema Eléctrico Regional (SER). De conformidad con el informe final elaborado y remitido por el Ente Operador Regional (EOR) a esta Comisión, el evento se originó

en la subestación PanAm, ubicada en el área de control de Panamá, como consecuencia de la ocurrencia repentina de un arco eléctrico en la barra de 13.8 kV de dicha subestación.

Este hecho habría provocado un incendio en el cuarto de media tensión de la Central Termoeléctrica PanAm, la cual se encuentra conectada a la referida subestación, generando así la contingencia reportada.

En ese contexto, el informe del EOR identifica factores de carácter local que incidieron en la prolongación y propagación del evento. En particular, se señala la apertura casi simultánea de cuatro líneas de transmisión de 230 kV, producto de la actuación de sus respectivos relés de distancia configurados en zona 2: PanAm – Chorrera 230-11, El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A. Estas aperturas habrían provocado la posterior desconexión no controlada de carga en el área de control de Panamá, aun cuando la falla inicial ya había sido liberada mediante la apertura de la primera línea de transmisión mencionada.

Adicionalmente, el mismo informe del Operador Regional hace referencia a la no actuación del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) asociado a la Central Hidroeléctrica Fortuna, también ubicada en el área de control de Panamá. En particular, se señala que, si bien se habría emitido la correspondiente señal de disparo de generación, la central no salió de línea conforme a la lógica de operación prevista para dicho esquema, contribuyendo a mantener el desbalance entre la carga y la generación en la referida área de control.

En atención a dicho evento, la CRIE inició una investigación de oficio con el objeto de, en primer lugar, analizar las probables razones de las actuaciones no deseadas o incorrectas de los esquemas de protección previamente citados, así como identificar y documentar el seguimiento realizado por las entidades involucradas en la ejecución o implementación de ajustes y medidas orientadas a mitigar los factores que contribuyeron a su prolongación y propagación.

Finalmente, con base en la evidencia técnica y documental recabada en el marco de la investigación, se pretendió identificar factores adicionales que posiblemente hayan contribuido a la evolución del evento, desde las 22:16:29 horas (GMT-6), momento en el que se habría producido el arco eléctrico en cuestión, hasta las 22:32:10 horas (GMT-6), cuando el área de control de Panamá alcanzó el colapso de voltaje.

Lo anterior, con la finalidad de determinar si existieron conductas, por acción u omisión, que puedan ser calificadas como posibles incumplimientos a la Regulación Regional por parte de las entidades involucradas, así como identificar medidas adicionales susceptibles de ser evaluadas y, en su caso, implementadas, a fin de reducir la probabilidad de ocurrencia de eventos de esta magnitud.

Para efectos de documentar el análisis realizado en la investigación de oficio, a continuación, se describe la metodología empleada para su desarrollo, la verificación del cumplimiento en la elaboración y remisión de los informes finales de eventos y, finalmente, se detalla la información solicitada a las entidades involucradas.

## Metodología empleada

Para cumplir con el propósito de la investigación, se adoptó una metodología de enfoque cualitativo, con un componente técnico relevante, orientada a garantizar una evaluación objetiva, imparcial y debidamente documentada de los hechos que dieron origen, prolongaron y propagaron el evento ocurrido en el SER el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6). Dicha metodología se enfocó en la identificación y el análisis de los aspectos operativos y de protección que, conforme al informe final elaborado por el EOR, estuvieron involucrados en el evento.

En virtud de lo anterior, el análisis metodológico se sustentó en la revisión de la documentación técnica y operativa proporcionada por las entidades directamente involucradas, complementada con los informes finales del evento elaborados por el EOR y los OS/OMS, así como con el estudio de la Regulación Regional aplicable a la situación objeto de la investigación. Sobre la base de esta revisión, la investigación abordó, entre otros, los siguientes aspectos:

- La revisión y análisis de la documentación técnica asociada a la coordinación de las protecciones de respaldo, en particular de las protecciones de distancia configuradas en zona 2, correspondientes a las siguientes líneas de transmisión de 230 kV:
  - PanAm – Chorrera 230-11
  - El Higo – Llano Sánchez 230-3C
  - Panamá – Chorrera 230-3A
  - Panamá – Chorrera 230-4A
- La revisión y análisis de la documentación técnica vinculada al Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) asociado a la Central Hidroeléctrica Fortuna.
- La evaluación del actuar de las entidades involucradas, orientada a verificar el cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Regulación Regional aplicable, así como a identificar medidas adicionales susceptibles de ser evaluadas e implementadas con el fin de fortalecer la operación regional y reducir el riesgo de ocurrencia de eventos de esta naturaleza.

Esta metodología permitió a esta Comisión consolidar los elementos de juicio necesarios para determinar si el actuar de las entidades involucradas se ajustó a lo dispuesto en la Regulación Regional aplicable, tanto en lo relativo a los aspectos que dieron origen, prolongaron y propagaron el evento ocurrido en el SER el 15 de marzo de 2025, como en lo concerniente a las medidas y acciones posteriores ejecutadas o implementadas por dichas entidades con el fin de mitigar la recurrencia de eventos de similar magnitud.

## Verificación del cumplimiento regulatorio en la elaboración y remisión de los informes finales de eventos

Dado el enfoque metodológico descrito previamente, esta Comisión consideró pertinente verificar el cumplimiento del Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA), como OS/OM del área de control donde se originó el evento, respecto de las

disposiciones establecidas en la Regulación Regional aplicable, con relación a los plazos de entrega de los informes preliminar y final al EOR, así como al contenido mínimo requerido para dichos documentos.

En este contexto, se verificó que el CND-ETESA remitió al EOR el informe preliminar dentro del plazo establecido en el literal b) del numeral 5.5.1.1 del Libro III del RMER, cumpliendo con su envío dentro de las cuarenta y ocho (48) horas posteriores a la ocurrencia del evento.

Con relación al informe final, esta Comisión documentó que el referido OS/OM hizo uso de lo establecido en el literal c) del numeral 5.5.1.1 del Libro III del RMER, el cual permite contar con un plazo adicional de hasta cinco (5) días hábiles posteriores a los diez (10) días hábiles establecidos para su presentación. En ese sentido, se tuvo a la vista que dicho informe fue remitido al EOR dentro del plazo ampliado, según lo informado por el Operador Regional mediante las notas EOR-GOS-01-04-2025-045, de fecha 1 de abril de 2025, y EOR-GOS-09-04-2025-051, de fecha 9 de abril de 2025.

Al respecto, y con base en lo manifestado por el Operador Regional en la nota EOR-GOS-09-04-2025-051 de fecha 9 de abril de 2025, en cuanto a que el informe final elaborado por el CND-ETESA carecía “(...) de mucha información técnica detallada sobre las causas del origen, secuencia y efectos del evento originado en el área de control de Panamá (...)”, así como en los aspectos identificados, en el marco de la investigación, con relación al nivel de detalle técnico y al contenido mínimo previsto en los apartados C3 y C4 del Anexo C del Libro III del RMER para el informe preliminar y el informe final que deben elaborar los OS/OMS involucrados en un evento, esta Comisión considerará adoptar, conforme a lo establecido en la Regulación Regional, particularmente en el numeral 2.6.1 del Libro IV del RMER, las medidas aplicables para corregir o mitigar la situación detectada, que podrían consistir, entre otras, en instruir al CND-ETESA a que adopte las medidas correctivas necesarias en lo relativo a la elaboración de los informes preliminares y finales de eventos.

Por otra parte, dada la complejidad y severidad del evento ocurrido el 15 de marzo de 2025, el EOR, en coordinación con los OS/OMS involucrados, procedió conforme a lo dispuesto en el numeral 5.5.1.6 del Libro III del RMER, a la elaboración de su informe final, incorporando la información suministrada por dichos OS/OMS, su propia evaluación, las conclusiones y recomendaciones correspondientes.

Con relación a los informes finales de los demás OS/OMS de las áreas del control del SER, cabe señalar que el referido informe final elaborado por el EOR, al que se hizo referencia previamente, fue desarrollado también con base en dichos documentos.

Dichos informes, junto con la información adicional aportada por las entidades directamente involucradas en el evento, la cual se detalla a continuación, fueron igualmente objeto de valoración y análisis por parte de esta Comisión en el marco de la investigación.

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

En atención a las funciones de supervisión y vigilancia del MER asignadas a la CRIE en el Segundo Protocolo, y de conformidad con lo establecido en el Libro IV del RMER, esta Comisión solicitó

información técnica y documental a las entidades directamente involucradas en el evento ocurrido en el SER el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), con el propósito de recabar los elementos necesarios para el desarrollo de la investigación.

Dicha solicitud se realizó, además, en el marco de lo dispuesto en el inciso a) del artículo 22 del Tratado Marco, que establece como uno de los objetivos generales de la CRIE “(...) *Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.*”. En este contexto, y tomando en consideración el contenido del informe final elaborado por el EOR, en el que se identifican elementos relevantes que habrían repercutido en el desempeño no deseado o incorrecto de sistemas de protección y otros aspectos técnicos con posible incidencia en la evolución del evento, esta Comisión remitió solicitudes formales de información técnica y documental con el propósito de analizar la actuación de los sistemas de protección involucrados e identificar otros aspectos técnicos y operativos vinculados al evento, dirigidas a las siguientes entidades:

- Ente Operador Regional (EOR)
  - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-160-02-06-2025 (solicitud de información inicial)
  - Nota CRIE-SV-127-2025 (solicitud de información complementaria)
  - Nota CRIE-SV-34-2026 (solicitud de información complementaria)
- Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA)
  - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-158-02-06-2025 (solicitud de información inicial)
  - Nota CRIE-SV-33-2026 (solicitud de información complementaria)
- Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)
  - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-161-02-06-2025
- Enel Fortuna, S. A. (6GFORTUNA)
  - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-159-02-06-2025
- Pan-Am Generating Limited, S. A. (6GPANAM)
  - Nota CRIE-SE-SV-AT-GJ-GT-162-02-06-2025

Las solicitudes de información se centraron, entre otros aspectos, en los siguientes:

- La evidencia documental de las acciones operativas adoptadas antes, durante y después del evento.
- El reporte detallado de la configuración, parametrización y actuación del EDGxPC asociado a la Central Hidroeléctrica Fortuna.
- Las medidas preventivas y correctivas propuestas o implementadas posterior a la ocurrencia del evento.
- El informe técnico sobre la actuación y los tiempos de respuesta de las protecciones asociadas a las líneas de transmisión de 230 kV ubicadas en el área de influencia del evento.

Las respuestas recibidas entre el 30 de junio y el 15 de julio de 2025 (información inicial), así como la información complementaria remitida por el EOR y el CND-ETESA el 9 de enero y el 20 de abril de 2026, respectivamente, constituyen la base documental que ha sustentado el desarrollo de la investigación. Con fundamento en estos insumos, y de conformidad con la Regulación Regional aplicable en materia de funcionamiento de esquemas o sistemas de protección y de implementación

de medidas orientadas a mitigar la recurrencia de eventos de esta naturaleza, la CRIE ha evaluado el actuar de las entidades involucradas en el evento ocurrido en el SER el 15 de marzo de 2025.



## **COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE DISTANCIA CONFIGURADAS EN ZONA 2 DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV PANAM – CHORRERA 230-11, EL HIGO – LLANO SÁNCHEZ 230-3C, PANAMÁ – CHORRERA 230-3A Y PANAMÁ – CHORRERA 230-4A**

Según el informe final elaborado por el EOR, la falla inicial que dio origen al evento ocurrido en el SER el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), fue liberada mediante la actuación de la protección de distancia configurada en zona 2 en la subestación Chorrera, ubicada en el área de control de Panamá, lo que dio lugar a la apertura de los interruptores de la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11 en el extremo correspondiente a dicha subestación. Cabe destacar que la apertura de la referida línea se registró a las 22:28:14:313 horas (GMT-6), de acuerdo con lo consignado en el informe del EOR como en el secuencial de eventos (SOE, por sus siglas en inglés) reportada por el CND-ETESA en su respectivo informe final remitido al Operador Regional.

Asimismo, según lo registrado tanto por el EOR como por el CND-ETESA en sus correspondientes informes finales (véanse la Figura 1 y la Tabla 1, respectivamente), de forma casi simultánea se produjo la apertura de las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C (22:28:14.299 horas, GMT-6), Panamá – Chorrera 230-3A (22:28:14.338 horas, GMT-6) y Panamá – Chorrera 230-4A (22:28:14.347 horas, GMT-6), como consecuencia de la actuación de sus respectivas protecciones de distancia configuradas también en zona 2. Estas aperturas se efectuaron en los extremos correspondientes a las subestaciones Llano Sánchez y Panamá, respectivamente.

De acuerdo con lo indicado por el EOR, la desconexión de estas cuatro líneas de transmisión provocó el disparo no controlado de carga en el área de control de Panamá, posterior a la liberación de la falla inicial.

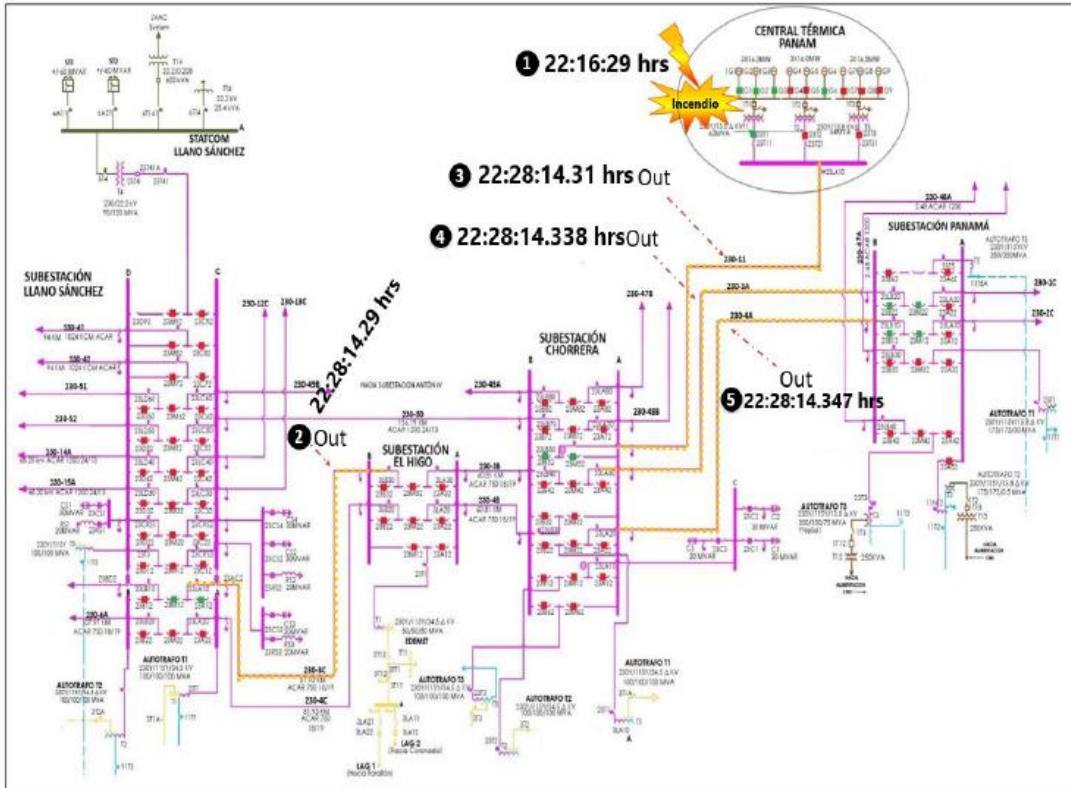
Con relación a este señalamiento, y específicamente en lo referente a la coordinación de las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las líneas de transmisión mencionadas, a continuación se presenta la información más relevante remitida a esta Comisión, en el marco de la investigación, por las entidades involucradas:

- El EOR, en el documento “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(…) la falla es detectada por el relé de distancia de la subestación Chorrera en zona 2, la cual es liberada correctamente en 250 milisegundos, por lo tanto a las 22:28:14.31 horas [GMT-6], finalmente se abrieron los interruptores de la LT230 kV PanAm – Chorrera, en el extremo de Chorrera, liberando la falla. // Adicionalmente y casi simultáneamente se registraron las aperturas*

de las siguientes líneas de transmisión: a las **23:28:14.29 horas** [GMT-5] El Higo – Llano Sánchez 230-3C (lado Llano Sánchez), a las **23:28:14.338 horas** [GMT-5] Panamá – Chorrera 230-3A y a las **23:28:14.347 horas** [GMT-5] Panamá – Chorrera 230-4A (lado Panamá) por la activación de la zona 2 (Z2) de sus respectivos relés de distancia. La apertura casi simultánea de estas cuatro líneas de transmisión de 230 kV provocó el disparo descontrolado de carga en el sistema eléctrico de Panamá, presentándose condiciones de inestabilidad en todo el sistema eléctrico panameño. (...)

**Figura 1.** Secuencia (GMT-6) de desconexión de líneas de transmisión de 230 kV

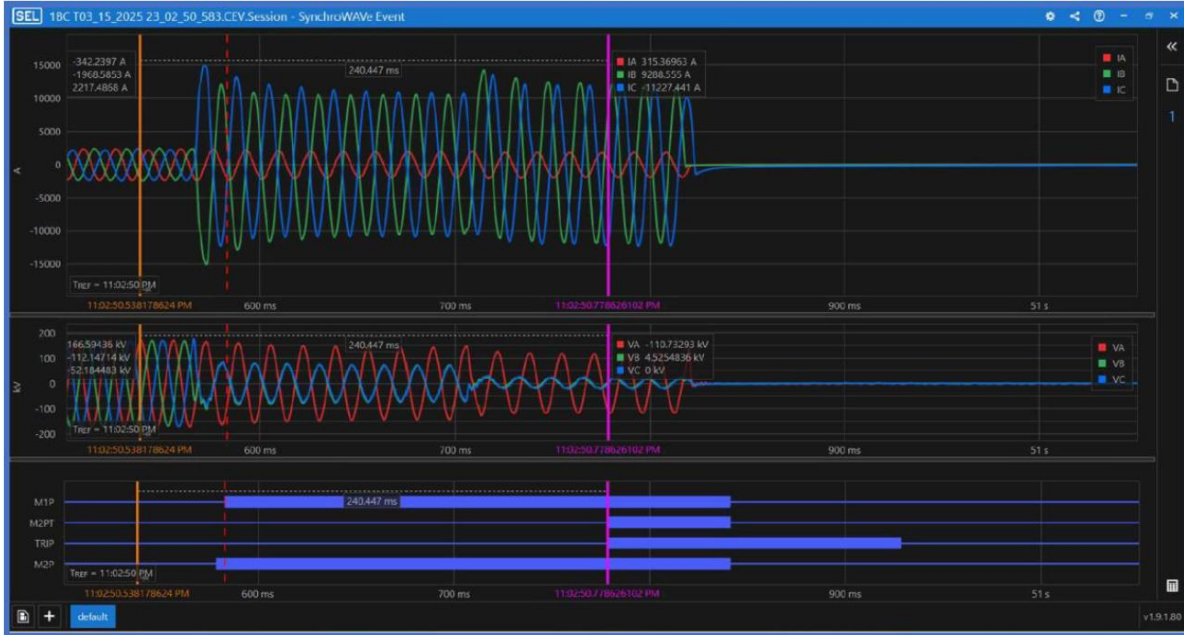


Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

“Con base en que el evento que nos ocupa fue confinado a una sola área de control, sin afectaciones a las demás áreas de control del SER, las acciones o medidas deben ser de tipo interna, entre el OS/OM de Panamá y los Agentes involucrados identificados por dicho OS/OM, por tanto: // a) Se recomendará al OS/OM de Panamá (CND-ETESA), realizar la revisión interna en conjunto con el Agente Transmisor respectivo, de los ajustes y coordinación de protecciones de las líneas de transmisión a 230 kV involucradas en este evento. (...)”.

En el mismo documento, el EOR adjuntó la “Oscilografía de la actuación de la protección secundaria de distancia de la línea de transmisión 230-11 (Subestación Chorrera – Subestación PanAm). [Imagen obtenida del informe enviado por el agente generador PAN-AM Generating Limited, S.A.]” relativa a la detección y liberación de la falla por el relé de distancia configurado en zona 2 en la subestación Chorrera:

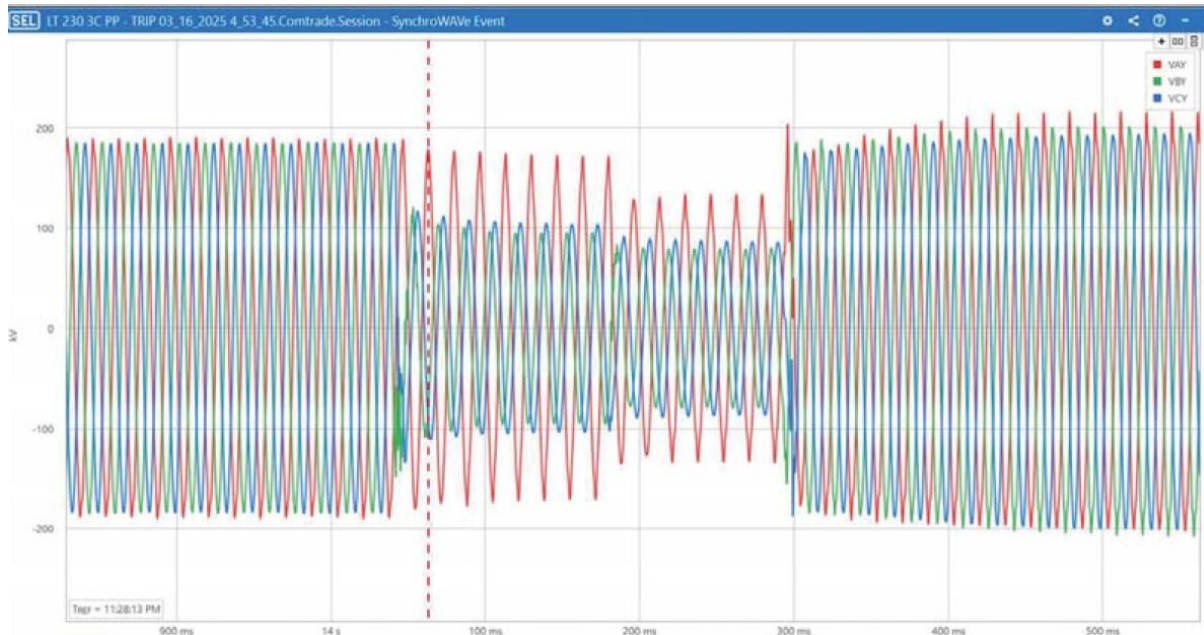
**Figura 2.** Oscilografía de protección de distancia ajustada en zona 2 en subestación Chorrera



Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

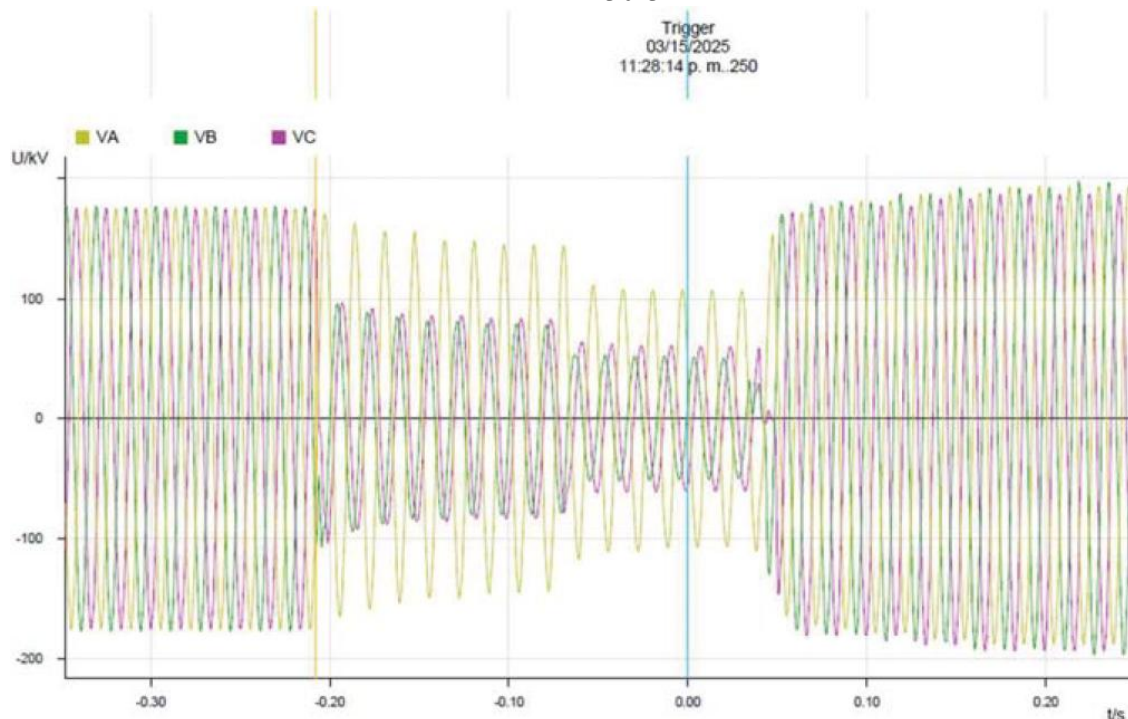
Asimismo, el EOR también adjuntó en dicho documento, las gráficas de voltajes de falla vistos por las protecciones de las líneas de transmisión 230-3C (El Higo – Llano Sánchez 230 kV), 230-3A (Panamá – Chorrera 230 kV Circuito 1) y 230-4A (Panamá – Chorrera 230 kV Circuito 2), observándose el comportamiento de dichos voltajes hasta la operación de las referidas protecciones de distancia configuradas en zona 2 una vez transcurridos 200 milisegundos:

**Figura 3.** Voltajes de falla vistos por las protecciones de la línea de transmisión El Higo – Llano Sánchez 230-3C



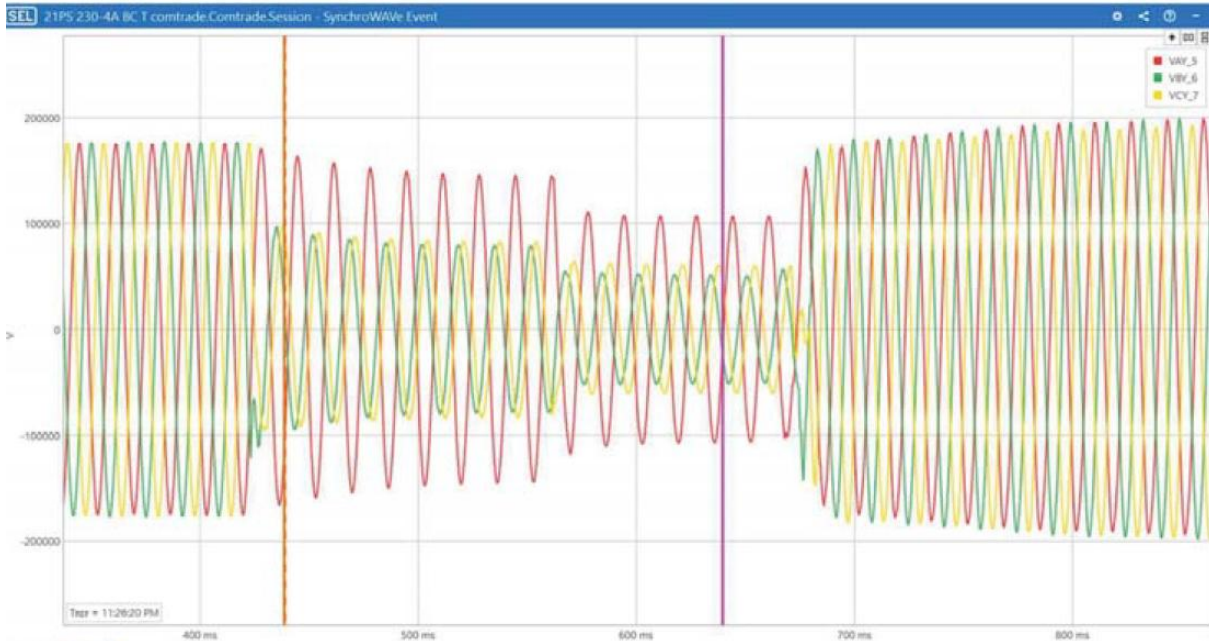
Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

**Figura 4.** Voltajes de falla vistos por las protecciones de la línea de transmisión Panamá – Chorrera 230-3A



Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

**Figura 5.** Voltajes de falla vistos por las protecciones de la línea de transmisión 230-4A



Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

- El CND-ETESA, en el documento “Informe Final del Evento PAN\_15mar\_2228\_0958\_v2.1”, detalló “(...) la secuencia de desconexión de las líneas de transmisión que se dispararon durante el evento.”. A continuación, se presenta la secuencia de apertura de las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, PanAm – Chorrera 230-11, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, en el orden en que se produjo su desconexión:

**Tabla 1.** Secuencia (GMT-5) de desconexión de líneas de transmisión de 230 kV

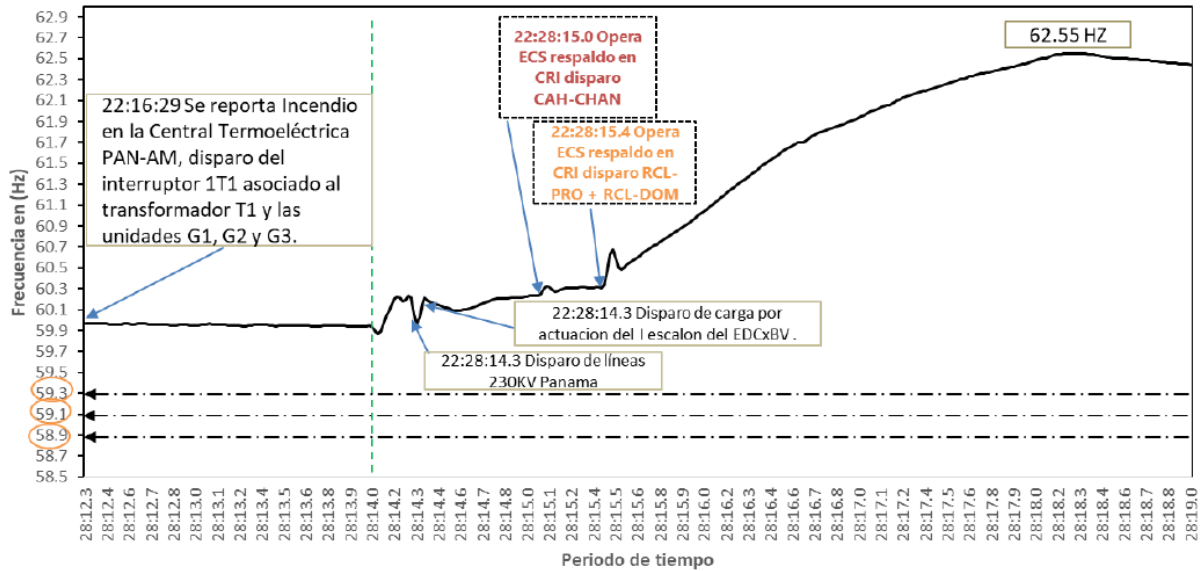
Tiempo SOE	Comentario
03/15/2025 23:28:14.299	230-3C extremo SE Llano Sánchez Abierto
03/15/2025 23:28:14.313	230-11 extremo SE Chorrera Abierto
03/15/2025 23:28:14.338	230-3A extremo SE Panamá Abierto
03/15/2025 23:28:14.347	230-4A extremo SE Panamá Abierto

Fuente: “Informe Final del Evento PAN\_15mar\_2228\_0958\_v2.1” elaborado por el CND-ETESA.

En el mismo documento, el CND-ETESA, al ser consultado por el EOR en el marco de la elaboración del informe final del evento, respecto al “**Disparo de Carga:** Indicación sobre si hubo disparos de carga adicionales que causaran un exceso de flujo hacia Costa Rica a través de las interconexiones antes de la separación del SER.”, indicó lo siguiente:

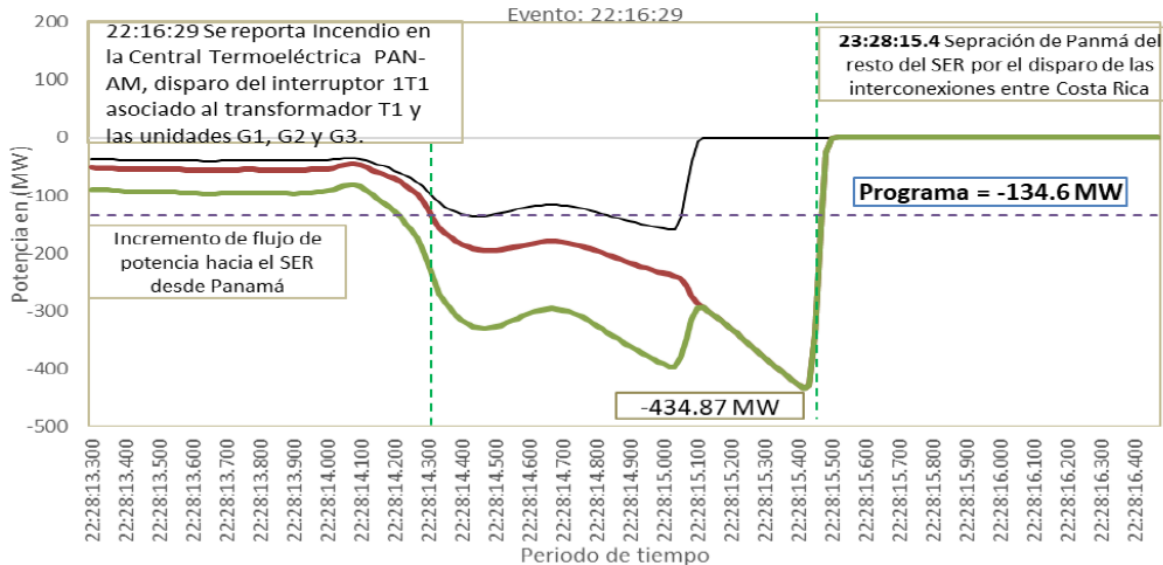
“(…) La apertura simultanea de las 4 líneas de transmisión provoca pérdida de carga sensible perdida [sic] o FIDVR (Fault Induced Delayed Voltage Recovery) en el SIN aumentando el flujo en las interconexiones”.

**Figura 6.** Comportamiento de la frecuencia vista desde el área de control de Panamá durante el evento



Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

**Figura 7.** Comportamiento del flujo de potencia entre Costa Rica y Panamá durante el evento



Fuente: “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025” elaborado por el EOR.

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081”, remitido por el EOR a esta Comisión en el marco de la investigación, señaló, entre otros aspectos, lo siguiente:

“(…) Con relación a los ajustes de las líneas de transmisión, ETESA explica que, por una situación particular, redujo los tiempos de operación de la zona

*2 de sus protecciones de línea; pero se desconoce si fue una medida con carácter temporal y luego de solucionar los problemas de comunicación, retornaron o no, los ajustes anteriores o decidieron mantenerlos reducidos permanentemente. En ese contexto cabe la pregunta: ¿por qué entonces las protecciones de la [subestación] PANAMA III de las líneas 230-47B y 230-48B no operaron también en Zona 2, si estas protecciones miran directamente hacia Chorrera? ¿Está consciente ETESA de que esta decisión implica que para una falla en la cual otro agente opere en tiempo de Zona 2 (200 a 400 milésimas de segundo) el SIN puede colapsar al abrir simultáneamente todas estas líneas de ETESA? Y si se produce una falla de interruptor, con tiempos de 200 milisegundos, ¿no existe el mismo riesgo? (...)*”.

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “20250701-Nota 112 - CRIE -Solicitud Info Evento PANAM”, señaló, entre otros aspectos, lo siguiente, con relación a “(...) los eventos ocurridos tras la desconexión de la línea 230-11 [PanAm – Chorrera 230 kV] en la subestación Chorrera (...):

*“(...) se destaca —según lo consignado en el Informe Final de Evento 096 elaborado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y evidenciado en la reunión del Comité Operativo con los Agentes del Mercado Eléctrico de Panamá, celebrada el 1 de julio de 2025— que existieron múltiples aspectos que debieron ser aclarados o analizados en mayor profundidad, pero que no fueron considerados por el CND al momento de determinar la causa del colapso del Sistema Interconectado Nacional (SIN): // (...) 3. En el informe del Agente ETESA, se enfatiza en varias ocasiones el hecho siguiente: El ajuste del tiempo de operación de la zona 2 de la protección primaria de 200 ms se implementó en 2023 como una medida de seguridad para garantizar tiempos de despejes más rápidos para fallas en la línea, cuando la protección secundaria de SE El Higo tuvo un daño interno afectando el esquema de teleprotección. (...) // [Señalamiento del agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM):] En la reunión sostenida el 1 de julio de 2025, el CND confirmó a los Agentes del Mercado que este ajuste fue aplicado por ETESA a las líneas 230-3C [El Higo – Llano Sánchez 230 kV], 230-4A [Panamá – Chorrera 230 kV Circuito 2] y 230-3A [Panamá – Chorrera 230 kV Circuito 1], y que una vez superada la falla en las teleprotecciones, no se restablecieron los tiempos originales de zona 2 a 400 ms, sin que se ofreciera una explicación técnica al respecto. Esta situación provocó una competencia entre las protecciones de la línea 230-11 [PanAm – Chorrera 230 kV] y las del Sistema Principal de Transmisión de ETESA, lo cual derivó en la apertura simultánea e indebida de varias líneas para una falla que había sido detectada y despejada por las protecciones de la línea 230-11 [PanAm – Chorrera 230 kV]. // Durante esa misma reunión, el CND confirmó que ETESA corrigió estos ajustes y restableció los tiempos de zona 2 a 400 milisegundos el día 23 de junio de 2025. (...)”.*

- ETESA, en el documento “IE96\_15marzo2025”, señaló, entre otros aspectos, lo siguiente con relación a los ajustes en los tiempos de operación de las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, respectivamente:

*“(...) Línea 230-3C Llano Sánchez Disparo Z2 (...) // (...) El ajuste del tiempo de operación de la zona 2 en la protección primaria de 200 ms se implementó en 2023 como una medida de seguridad para garantizar tiempos de despeje más rápido para fallas en esa línea, cuando la protección secundaria de SE El Higo tuvo un daño interno afectando el esquema de teleprotección. (...)”.*

*“(...) Línea 230-3A Panamá Disparo Z2 (...) // (...) El ajuste del tiempo de operación de la zona 2 en la protección primaria de 200 ms se implementó como una medida de seguridad para garantizar tiempo de despeje más rápido para fallas en esa línea cuando se presentó problemas en los equipos de teleprotección. (...)”.*

*“(...) Línea 230-4A Panamá Disparo Z2 (...) // (...) El ajuste del tiempo de operación de la zona 2 en la protección primaria de 200 ms se implementó como una medida de seguridad para garantizar tiempo de despeje más rápido para fallas en esa línea cuando se presentó problemas en los equipos de teleprotección. (...)”.*

- ETESA, en el marco de la investigación, respondió a esta Comisión mediante correo electrónico y, entre otros aspectos, manifestó lo siguiente con relación a la solicitud de los *“(...) Reportes internos sobre el análisis post-evento y planes correctivos adoptados o en proceso. (...)”*:

*“(...) Como atención post-evento se verificó el estado de las comunicaciones de las líneas 230-3A [Panamá – Chorrera 230 kV Circuito 1], 230-4A [Panamá – Chorrera 230 kV Circuito 2] y 230-3C [El Higo – Llano Sánchez 230 kV], después de haber confirmado que las comunicaciones en dichas líneas estaban operativas se procedió a normalizar el ajuste del tiempo de zona 2 a 400 ms mediante las libranzas ETESA-647-2025, ETESA-648-2025, ETESA-649-2025, ETESA-650-2025 y ETESA-651-2025. (...)”.*

**Figura 8. Solicitud de libranza ETESA-647-2025**

Agente		ETESA (ETESA)			
Fecha Ingreso	17/06/2025 09:22	Fecha Solicitud	17/06/2025 09:22	Solicitante	Ivan Vernaza
Fecha Inicio	23/06/2025 10:31	Fecha Final	23/06/2025 11:00	Duración Programada	0 h 28m
Fecha Inicio Real	23/06/2025 10:57	Fecha Final Real	23/06/2025 14:55		
Duración Real	3 h 58m				
Descripción	Remotamente se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección primaria de la línea 230-3C				
Observaciones	No se requiere maniobras				
Tiene Solmant	No				
Equipos	SE LLANO SÁNCHEZ PROTECCIONES RELEVADOR 21 21P				

Fuente: *“solicitud-libranza-etsa-647-2025”* elaborada por ETESA.

**Figura 9. Solicitud de libranza ETESA-648-2025**

Agente	ETESA (ETESA)				
Fecha Ingreso	12/06/2025 14:37	Fecha Solicitud	12/06/2025 14:37	Solicitante	Fulvia Militza Polanco
Fecha Inicio	23/06/2025 10:16	Fecha Final	23/06/2025 10:30	Duración Programada	0 h 13m
Fecha Inicio Real	23/06/2025 10:38	Fecha Final Real	23/06/2025 10:56		
Duración Real	0 h 18m				
Descripción	SE Chorrera: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-4A				
Observaciones	No se requiere maniobras				
Tiene Solmant	No				
Equipos	SE CHORRERA PROTECCIONES RELEVADOR 21 21S				

Fuente: "solicitud-libranza-etesa-648-2025" elaborada por ETESA.

**Figura 10. Solicitud de libranza ETESA-649-2025**

Agente	ETESA (ETESA)				
Fecha Ingreso	12/06/2025 14:37	Fecha Solicitud	12/06/2025 14:37	Solicitante	Fulvia Militza Polanco
Fecha Inicio	23/06/2025 10:00	Fecha Final	23/06/2025 10:15	Duración Programada	0 h 15m
Fecha Inicio Real	23/06/2025 10:26	Fecha Final Real	23/06/2025 10:38		
Duración Real	0 h 12m				
Descripción	SE Chorrera: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-3A				
Observaciones	No requiere maniobras				
Tiene Solmant	No				
Equipos	SE CHORRERA PROTECCIONES RELEVADOR 21 21S				

Fuente: "solicitud-libranza-etesa-649-2025" elaborada por ETESA.

**Figura 11. Solicitud de libranza ETESA-650-2025**

Agente	ETESA (ETESA)				
Fecha Ingreso	12/06/2025 14:38	Fecha Solicitud	12/06/2025 14:38	Solicitante	Fulvia Militza Polanco
Fecha Inicio	23/06/2025 08:46	Fecha Final	23/06/2025 09:00	Duración Programada	0 h 13m
Fecha Inicio Real	23/06/2025 08:56	Fecha Final Real	23/06/2025 09:16		
Duración Real	0 h 19m				
Descripción	SE Panamá: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-4A				
Observaciones	No se requiere maniobras				
Tiene Solmant	No				
Equipos	SE PANAMA PROTECCIONES RELEVADOR 21 21S				

Fuente: "solicitud-libranza-etesa-650-2025" elaborada por ETESA.

**Figura 12.** Solicitud de libranza ETESA-651-2025

Agente	ETESA (ETESA)				
Fecha Ingreso	12/06/2025 14:39	Fecha Solicitud	12/06/2025 14:39	Solicitante	Fulvia Militza Polanco
Fecha Inicio	23/06/2025 08:30	Fecha Final	23/06/2025 08:45	Duración Programada	0 h 15m
Fecha Inicio Real	23/06/2025 08:32	Fecha Final Real	23/06/2025 08:51		
Duración Real	0 h 19m				
Descripción	SE Panamá: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-3A.				
Observaciones	No se requiere maniobras				
Tiene Solmant	No				
Equipos	SE PANAMA PROTECCIONES RELEVADOR 21 21S				

Fuente: “solicitud-libranza-etesa-651-2025” elaborada por ETESA.

- El CND-ETESA, mediante el documento “*libranzas ETESA*”, remitido por el EOR a esta Comisión en el marco de la investigación, confirmó la ejecución de las libranzas ETESA-647-2025, ETESA-648-2025, ETESA-649-2025, ETESA-650-2025 y ETESA-651-2025. Derivado de estas solicitudes de libranzas, se restablecieron los valores de ajuste de los tiempos de operación de las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, retornándolos a su configuración original de 400 ms, según el siguiente detalle:

**Tabla 2.** Confirmación de ejecución de las libranzas ETESA-647-2025, ETESA-648-2025, ETESA-649-2025, ETESA-650-2025 y ETESA-651-2025

Número	Fecha Inicio Real	Fecha Final Real	Descripción	Equipos	Último Estado
ETESA-651-2025	23/06/2025 08:32	23/06/2025 08:51	SE Panamá: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-3A.	SE PANAMA -> RELEVADOR 21: 21S	Ejecutado
ETESA-650-2025	23/06/2025 08:56	23/06/2025 09:16	SE Panamá: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-4A	SE PANAMA -> RELEVADOR 21: 21S	Ejecutado
ETESA-649-2025	23/06/2025 10:26	23/06/2025 10:38	SE Chorrera: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-3A	SE CHORRERA -> RELEVADOR 21: 21S	Ejecutado
ETESA-648-2025	23/06/2025 10:38	23/06/2025 10:56	SE Chorrera: Se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección secundaria de la línea 230-4A	SE CHORRERA -> RELEVADOR 21: 21S	Ejecutado
ETESA-647-2025	23/06/2025 10:57	23/06/2025 14:55	Remotamente se retornará a 400 ms el ajuste de tiempo de operación de zona 2 de la protección primaria de la línea 230-3C	SE LLANO SÁNCHEZ -> RELEVADOR 21: 21P	Ejecutado

Fuente: “*libranzas ETESA*” elaborada por el CND-ETESA.

- El EOR, mediante el documento “*046-Anexo A\_Informe técnico - Atención a Nota CRIE-SV-34-2026*”, respondió lo siguiente a esta Comisión en el marco de la investigación, con relación a la “(...) *Opinión técnica del EOR respecto a la apertura casi simultánea de las líneas de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera, El Higo – Llano Sánchez, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, a través de sus protecciones de distancia configuradas en zona 2.*”:

*“Respuesta EOR: De conformidad con la información obtenida sobre la actuación de las protecciones involucradas, lo cual se refleja en el respectivo informe final que el EOR preparó para el evento que nos ocupa, las protecciones de distancia instaladas en las subestaciones Chorrera, Panamá y Llano Sánchez ‘viendo hacia la subestación Chorrera’ operaron de acuerdo*

*con sus ajustes en sus zonas de respaldo, cuyos tiempos de operación estaban intencionalmente más rápidos (200 mseg) por parte del Transmisor ETESA, el cual estaba en el límite mínimo habitual para estos tiempos de retardo, debido a criterio interno propio en donde se deseaba que ante fallas en las líneas mencionadas, sus protecciones liberaran la falla lo más pronto posible (...).”*

En el mismo documento, el EOR respondió a esta Comisión lo siguiente, con relación a la “(...) Confirmación, junto con las respectivas evidencias, de si, en coordinación con el CND-ETESA, se ha llevado a cabo una revisión integral de la coordinación de protecciones en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) del área de control de Panamá, incluyendo, sin limitarse a ello, los tiempos de actuación y el alcance de las zonas de cobertura, con el objetivo de prevenir la recurrencia de eventos que puedan derivar en la desconexión innecesaria de líneas de transmisión y en la consecuente pérdida de carga, así como en otros efectos adversos para la operación del SER. ”:

*“(...) el EOR confirma que, desde la ocurrencia del evento, y durante la revisión y recopilación de información para el informe de evento respectivo, el EOR se coordinó con el OS/OM de Panamá solicitándole la revisión de ajustes y coordinación de sus protecciones en sus líneas internas con su Agente Transmisor ETESA, dado que el primer paso es que el Agente involucrado revise e identifique acciones preventivas y correctivas ante lo ocurrido, debido a que son los que cuentan con la información disponible de todos sus relés de protecciones en dichas líneas internas y conocen los criterios internos propios que han utilizado para tal fin, por lo que solamente en caso que eso no sea posible y que las líneas involucradas afecten a más de 1 área de control, el EOR haría la respectiva convocatoria para una revisión más exhaustiva con el OS/OM y su Agente involucrado. En este caso del evento que nos ocupa, esto último no fue necesario ya que el Agente Transmisor ETESA revisó, identificó y realizó acciones correctivas necesarias y adecuadas en los ajustes de las protecciones involucradas, lo cual fue ejecutado en junio 2025.”*

## **Análisis CRIE**

En cumplimiento de lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro IV del RMER, con relación a las funciones de supervisión, evaluación y análisis que ejerce la CRIE respecto de la conducta de los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR, y con el propósito de identificar indicios de posibles incumplimientos a la Regulación Regional, esta Comisión procedió a revisar la información asociada a uno de los aspectos técnicos fundamentales señalados en el informe final del evento elaborado por el Operador Regional.

En particular, se analizó la información relacionada con la coordinación de las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las líneas de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11, El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A. De conformidad con lo indicado por el EOR en su informe final del evento, así como con la información remitida a esta Comisión por el CND-ETESA y los agentes ETESA y Pan-Am

Generating Limited, S.A. (6GPANAM) en el marco de la investigación, se tuvo conocimiento que dichas protecciones se encontraban ajustadas para activar sus respectivos relés con un tiempo de retardo intencional de 200 milisegundos, contados a partir de la detección de una falla dentro de su zona de protección.

Lo anterior habría provocado la desconexión casi simultánea de las referidas líneas de transmisión (véanse la Figura 1 y la Tabla 1), una vez detectada la falla inicial ubicada en el lado de 230 kV de la subestación PanAm. Según lo manifestado por el CND-ETESA al EOR en el marco de la elaboración del informe final del evento, dicha desconexión ocasionó la pérdida de carga sensible en el área de control de Panamá, lo que posteriormente repercutió en el incremento del flujo de potencia en dirección hacia el SER a través de las interconexiones Costa Rica – Panamá.

Con relación a los aspectos previamente señalados, esta Comisión determinó, en primer lugar, que la falla inicial, ubicada en la zona de 230 kV de la subestación PanAm, fue efectivamente detectada y despejada mediante la actuación de la protección de distancia configurada en zona 2 en la subestación Chorrera. Dicha actuación dio lugar a la apertura de la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera en el extremo correspondiente a la subestación Chorrera.

Lo anterior se evidencia en la oscilografía de actuación de la referida protección, aportada por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) al CND-ETESA, en el marco de la elaboración del informe final del evento por parte de dicho OS/OM. En dicha oscilografía se observa que la liberación de la falla ocurre aproximadamente a los 240-250 milisegundos posteriores a su detección (véase Figura 2), valor que resulta consistente con los tiempos de operación esperados para una protección de distancia en zona 2, considerando tanto el retardo intencional de disparo (del orden de 200 milisegundos) como los tiempos asociados al procesamiento de la señal y a la apertura efectiva del interruptor.

En concordancia con lo anterior, y con base en la información recabada durante la investigación, se tuvo conocimiento que los tiempos de actuación de las demás protecciones de distancia configuradas en zona 2, correspondientes a las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, presentaron variaciones menores atribuibles a los tiempos inherentes del proceso de detección, decisión y apertura de los interruptores asociados.

No obstante, dichas variaciones no alteraron el hecho de que las referidas líneas experimentaron aperturas casi simultáneas, tal como se observa en las Figuras 3, 4 y 5, que contienen las oscilografías de los voltajes medidos por las protecciones de distancia correspondientes. En estas se evidencia un comportamiento coherente con la actuación de protecciones en zona 2 ante una misma contingencia, lo cual sugiere una respuesta consistente bajo los ajustes vigentes al momento del evento.

Cabe destacar que, en el marco de la investigación, el EOR emitió su opinión técnica respecto a la actuación de estas protecciones, indicando que las mismas operaron conforme a sus ajustes, los cuales contemplaban tiempos de disparo del orden de 200 milisegundos, lo que resulta congruente con la evidencia observada por esta Comisión.

Adicionalmente, el impacto sistémico derivado de la apertura casi simultánea de las líneas de transmisión de 230 kV se refleja en las Figuras 6 y 7, respectivamente. En particular, se observa un incremento de la frecuencia en el área de control de Panamá, alcanzando un valor de 60.152 Hz, según lo reportado en el informe final del evento elaborado por el EOR. Este comportamiento se asocia al desbalance entre la demanda y la generación provocado por la desconexión no controlada de carga, y resulta consistente con un escenario de exceso de generación local tras la pérdida abrupta de dicha demanda (véase la Figura 6).

De manera complementaria, se registró un incremento significativo en los flujos de potencia desde el área de control de Panamá hacia el resto del SER, pasando de 85.81 MW a un valor máximo de 434.87 MW, de acuerdo con lo consignado en el referido informe del Operador Regional. Este comportamiento responde a la necesidad del sistema de evacuar el excedente de generación disponible, confirmando que la apertura de las líneas no solo tuvo efectos a nivel local, sino que también incidió en la dinámica de los flujos de potencia a nivel regional (véase la Figura 7).

En este contexto, y con fundamento en lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo, que dispone para los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR la obligación de acatar, sujetarse y cumplir la Regulación Regional, se han identificado los cuerpos normativos aplicables al presente análisis. Dichos instrumentos establecen, principalmente, las responsabilidades y obligaciones relacionadas con aspectos operativos, técnicos y de intercambio de información, vinculados tanto a las conclusiones y recomendaciones del informe final del evento elaborado por el EOR como a los elementos adicionales identificados por esta Comisión en el marco de la investigación.

En primer lugar, respecto al cumplimiento de los objetivos y funciones del EOR como responsable de dirigir y coordinar la operación técnica regional, se verificó su actuación conforme al literal i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER. Específicamente, en lo relativo a la coordinación de las investigaciones de eventos en el SER, se observó que el EOR ejerció las facultades previstas en los sub incisos iv. y v. de dicho literal, las cuales le permiten al Operador Regional requerir a los agentes del mercado y a los OS/OMS involucrados la información pertinente, así como los resultados de sus evaluaciones y análisis desarrollados.

Asimismo, en cuanto a las responsabilidades del CND-ETESA establecidas en los numerales 5.5.2.1 y 5.5.2.5, ambos del Libro III del RMER, dicho OS/OM entregó la información necesaria al EOR para el esclarecimiento de las causas del evento objeto de análisis, luego de obtener los datos respectivos de los agentes involucrados. Además de suministrar la información adicional requerida por el EOR en el marco de la elaboración del informe final del evento, así como de la investigación, el CND-ETESA cumplió con su deber de hacer cumplir las recomendaciones sobre acciones preventivas y correctivas emitidas por el Operador Regional.

En virtud de lo anterior, se identificó que el EOR actuó conforme a los referidos cuerpos normativos, particularmente en lo relacionado con el esclarecimiento de los hechos ocurridos en el área de control de Panamá. Para ello, el EOR mantuvo comunicación directa con el CND-ETESA con el fin de abordar lo concerniente a la coordinación de las protecciones involucradas en el evento del 15 de marzo de 2025. Como resultado de este proceso, el EOR concluyó y recomendó que el OS/OM del área de control de Panamá, en conjunto con el agente ETESA, procediera a revisar los ajustes y la coordinación de las protecciones de las líneas de transmisión de 230 kV implicadas en dicho evento.

En consecuencia, se activó la obligación del CND-ETESA, basada en los literales j) y k) del numeral 1.5.4 del Libro I del RMER, de comunicar a ETESA la información consignada por el EOR en el informe final del evento y, posteriormente, informar al Operador Regional sobre las medidas implementadas por dicho agente transmisor. Entre estas acciones se incluyó la normalización de los ajustes de retardo de tiempo intencional de las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A. Al momento del evento, dichas protecciones operaban con un retardo de 200 milisegundos, valor también aplicado a la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11, propiedad del agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM); posteriormente, como medida correctiva, fueron restablecidas a su valor original de 400 milisegundos. Según informó ETESA, el ajuste previo de 200 milisegundos se mantenía desde 2023 debido a problemas en los equipos de teleprotección de las referidas líneas de transmisión de su propiedad, con el fin de garantizar despejes más rápidos ante fallas.

En ese sentido, el actuar de ETESA se enmarcó en lo dispuesto en el literal e) del numeral 3.3.2 del Libro I del RMER y en el literal m) del numeral 3.1.1 del Libro III del mismo reglamento, cumpliendo así con la obligación de realizar las pruebas técnicas requeridas por el EOR derivadas de las conclusiones y recomendaciones del informe final del evento. Dichas pruebas permitieron verificar que las comunicaciones en las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A operaban correctamente. Posteriormente, se gestionó la normalización de los tiempos de actuación en las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las referidas líneas de transmisión, proceso que fue gestionado e implementado en coordinación con el CND-ETESA mediante las libranzas identificadas como ETESA-647-2025, ETESA-648-2025, ETESA-649-2025, ETESA-650-2025 y ETESA-651-2025.

Sin menoscabo de lo anterior, del presente análisis se identificaron elementos asociados a la comunicación y coordinación operativa relacionada con los ajustes de los tiempos de retardo de las protecciones de distancia configuradas en zona 2, particularmente respecto de la oportunidad con que dicha información debía ser puesta en conocimiento del Operador Regional. No obstante, también se evidenció que la situación identificada fue atendida mediante la normalización de los tiempos de actuación en las protecciones previamente mencionadas, en coordinación con el EOR, el CND-ETESA y ETESA.

## **ACTUACIÓN DEL ESQUEMA DE DESCONEXIÓN DE GENERACIÓN POR PÉRDIDA DE CARGA (EDGxPC) ASOCIADO A LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA FORTUNA**

Con base en el análisis anterior, relativo a la apertura casi simultánea de las líneas de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11, El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, como consecuencia de los ajustes de sus protecciones de distancia configuradas en zona 2 al momento del evento, el informe final elaborado por el EOR señala que dicha condición incidió en el disparo no controlado de carga en el área de control de Panamá, provocando un incremento significativo en el flujo de potencia saliente hacia el resto del SER. En particular, este flujo pasó de 85.81 MW a un valor máximo de 434.87 MW.

Asimismo, el referido informe indica que, como consecuencia de lo anterior, el incremento del flujo de potencia a través de las interconexiones entre las áreas de control de Panamá y Costa Rica provocó un aumento en la frecuencia del sistema, alcanzando los 60.152 Hz.

Previo a continuar con el análisis, resulta necesario aclarar la naturaleza y relación operativa entre el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) y el Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR), en particular la contingencia “C8”, ambos asociados a la Central Hidroeléctrica Fortuna.

El EDGxPC corresponde a un esquema de control suplementario orientado a preservar la estabilidad del sistema eléctrico panameño mediante la desconexión automática de generación ante condiciones derivadas de pérdidas significativas de carga. Por su parte, el SPEAR constituye un sistema de protección especial diseñado para ejecutar acciones remediales específicas ante contingencias previamente definidas.

En el caso particular analizado, ambos esquemas no operan de forma simultánea, sino bajo condiciones operativas excluyentes, en las que la habilitación de uno implica la deshabilitación del otro, de acuerdo con la lógica de operación implementada en el área de control de Panamá.

En este contexto, las condiciones de flujo de potencia y frecuencia registradas cumplieron los criterios para la activación del EDGxPC en el área de control de Panamá. No obstante, el CND-ETESA informó que, a pesar de haberse emitido la señal de disparo para la desconexión de la generación de la Central Hidroeléctrica Fortuna, esta no se ejecutó, por lo que el desbalance entre generación y demanda persistió y, en consecuencia, la frecuencia continuó incrementándose.

En ese sentido, y en particular en lo relativo a la no actuación del EDGxPC en el área de control de Panamá, así como a las medidas adoptadas para mitigar la recurrencia de esta situación, se presenta a continuación la información más relevante recabada por esta Comisión en el marco de la investigación:

- El EOR, en el documento “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(…) Como consecuencia del disparo de grandes bloques de carga en Panamá, a las **22:28:14.34** horas se originó un exceso de flujo de potencia saliendo de Panamá a través de las interconexiones Costa Rica – Panamá. Este flujo, proveniente de Panamá e inyectado hacia el Sistema Eléctrico Regional (SER), experimentó un aumento significativo desde un valor de **85.81 MW** hasta un máximo de **434.87 MW** hacia Costa Rica. // Este incremento elevó la frecuencia del sistema hasta alcanzar los **60.152 Hz**, con lo anterior se cumplen las condiciones de los umbrales para la activación del Esquema local de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) en Panamá, sin embargo, el CND-ETESA indicó, que a pesar de que se envió la señal para el disparo de la generación de Fortuna (la unidad que estaba disponible para este esquema en ese instante), ésta no se disparó. (…)”*

*“(…) Como consecuencia del disparo de grandes bloques de carga, seguidamente se originó un incremento del flujo de potencia desde Panamá hacia el resto del SER el cual pasó de un valor real de **85.81 MW** (con un valor programado de 134.6 MW) hasta un máximo de **434.87 MW**. Lo anterior elevó la frecuencia hasta alcanzar los umbrales de activación en primer lugar del EDGxPC con una frecuencia de **60.152 Hz**, enviándose el disparo de generación a la Central de Fortuna la cual esta última no disparo [sic]. (…)”*

*“Con base en que el evento que nos ocupa fue confinado a una sola área de control, sin afectaciones a las demás áreas de control del SER, las acciones o medidas deben ser de tipo interna, entre el OS/OM de Panamá y los Agentes involucrados identificados por dicho OS/OM, por tanto: // (...) d) El CND-ETESA ha remitido una nota al agente generador ENEL Fortuna solicitando información sobre la no desconexión de la central Fortuna a pesar de haberse enviado la señal de disparo como actuación del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC). (…)”*


- El CND-ETESA, en el documento *“Informe Final del Evento PAN\_15mar\_2228\_0958\_v2.1”*, concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“Es importante indicar que en el momento en que se dan las condiciones para actuación del EDGxPC de la central Fortuna, se generó el tono hacia esa Central Hidroeléctrica a las 23:18:15.726, sin embargo, no se registró el disparo de generación esperado.”*

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento *“Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081”*, remitido por el EOR a esta Comisión en el marco de la investigación, señaló, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“El esquema especial C8, diseñado para evitar la apertura de la interconexión con Costa Rica, falló en su operación, lo cual desencadenó una sobre frecuencia que el SIN no pudo controlar. Esta situación ha ocurrido en múltiples eventos históricos, sin que se hayan corregido los problemas estructurales del esquema ni del sistema. (…)”*

**Figura 13.** Propósito de la contingencia “C8” del SPEAR



GOP-19-3-2024

Versión No. 01

### 5.2 Desempeño de la contingencia de enlace (contingencia C8) del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR).

La contingencia C8 o contingencia enlace tiene como propósito reducir las transferencias Sur - Norte y proporcionar un efecto atenuante a las variaciones de frecuencia productos de los desbalances de carga/generación y así evitar la actuación del Esquema de Control Suplementario (ECS) de Costa Rica en las líneas de interconexión con Panamá. La actuación de la contingencia C8, como se muestra en la figura No. 4, consta de dos lógicas de funcionamiento con los siguientes requerimientos:

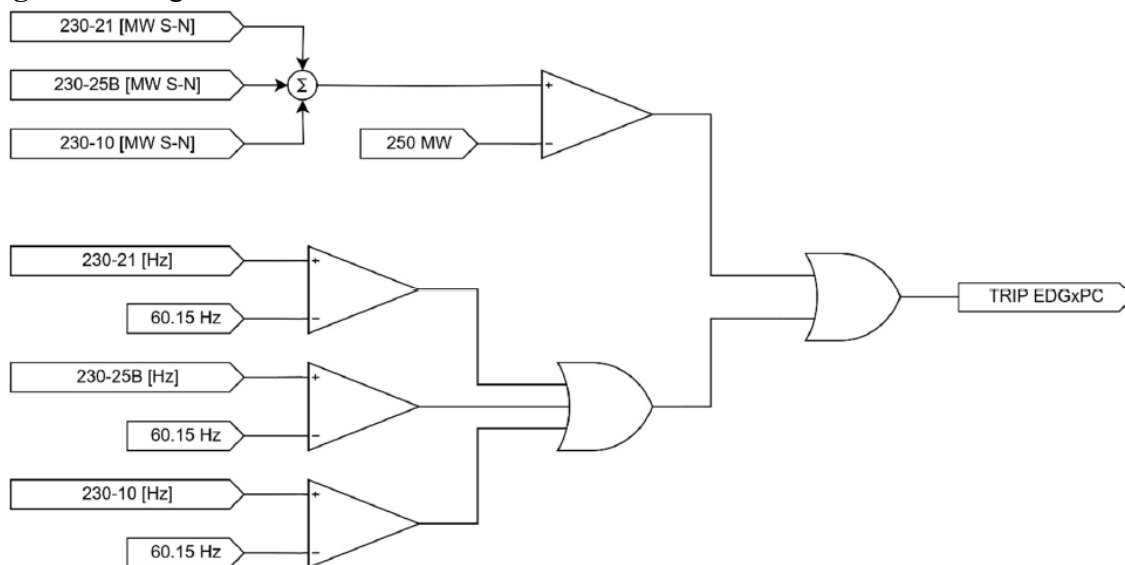
- a. El flujo de potencia total en el ENLACE será igual o mayor a 200 MW; y la frecuencia en uno de los tres nodos de interconexión (Progreso, Changuinola, Dominical) supere los 60.15 Hz. Posee un retardo programable para tomar decisiones de disparo.
- b. Tasa de cambio de potencia total medida en el ENLACE con dirección Sur – Norte mayor a 750 MW/segundo, y una frecuencia mayor a 60.15 Hz, con el propósito de evitar sobrecargas y apertura en el ENLACE, como respuesta a altos incrementos de potencia producto de fallas sostenidas en el SIN, para lo cual contempla un permisivo de bajo voltaje (UVDA).

Fuente: “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081” elaborado por el EOR.

- El CND-ETESA, en el documento “3\_Lógica-EDGxPC” detalló “(...) la configuración y parametrización del esquema de desconexión de generación por pérdida de carga (EDGxPC) en la Central Hidroeléctrica Fortuna.”, solicitadas por esta Comisión en el marco de la investigación:

“1. Sumatoria de Flujo Sur – Norte mayor o igual a 250 MW (leído por PMU’s en las tres (3) interconexiones). // 2. Frecuencia mayor o igual a 60.15 Hz.”.

**Figura 14.** Lógica de actuación del EDGxPC vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna



Fuente: “3\_Lógica-EDGxPC” elaborado por el CND-ETESA.

- El agente Enel Fortuna, S. A. (6GFORTUNA), en el documento “EF-GG-021-2025”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente con relación al “(...) Reporte detallado de la configuración y parametrización del esquema de desconexión de generación por pérdida de carga (EDGxPC) en la Central Hidroeléctrica Fortuna.”:

*“El esquema EDGxPC de la central Fortuna, conocido también como el esquema WAMS (Wide Area Monitoring System), responde a la siguiente lógica de operación que involucra las unidades de generación 1 y 3, una vez recibida la señal de desconexión emitida por el CND, así: // 1) Verificación de la potencia activa entregada por las unidades generadoras 3 y 1. // 2) Comparativo con las potencias de referencia para definir la salida eléctrica que debe activarse para producir el disparo sobre el banco generador, como sigue: // a) ¿Potencia activa de la unidad 3 > 80 MW? // Si Afirmativo: Se genera señal de disparo únicamente para la unidad 3 // Si Negativo: Pasa a confirmar la potencia de la unidad 1 // b) ¿Potencia activa de la unidad 1 > 80 MW? // Si Afirmativo: Se genera señal de disparo únicamente para la unidad 1 // Si Negativo: Pasa a verificar la suma de potencia activa de las unidades 1 y 3 // c) ¿Suma de (Potencia activa unidad 1 + Potencia activa unidad 3) > 50 MW? // Si Afirmativo: Genera señal de disparo a las unidades 1 y 3 // Si Negativo: No ejecuta acción”.*

*“Es preciso mencionar que, la lógica, configuración, parametrización y administración del esquema EDGxPC, no puede ser modificada localmente ni administrada desde la central Fortuna sin la previa coordinación y/o autorización del CND.”.*

*En el mismo documento, el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), manifestó lo siguiente con relación a la “(...) Información sobre el estado operativo de la unidad de la Central Hidroeléctrica Fortuna habilitada para el EDGxPC al momento del envío de la señal de disparo (...)”:*

*“Para el momento indicado 23:28:14 (hora local Panamá), el estado operativo de la central Fortuna era el siguiente: // • Unidad 1 en servicio con 97,17 MW // • Unidad 2 en servicio con 93,86 MW // • Unidad 3 en servicio con 98,04 MW”.*

*En el mismo documento, el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), concluyó lo siguiente con relación a la “(...) Explicación técnica del motivo por el cual no se produjo el disparo automático de la unidad de la Central Hidroeléctrica Fortuna, a pesar de haberse cumplido las condiciones de operación del EDGxPC y por ende el envío de la respectiva señal de disparo (...)”:*

*“La señal del sistema solicitando el deslastre de generación a la Central Fortuna involucró únicamente a la Unidad 3, de acuerdo con la lógica y parametrización mencionados anteriormente (Punto 1). Sin embargo, para Enel Fortuna también resultó sorpresiva la inactividad de la Unidad 3 ante la señal emitida por el CND durante el evento del pasado 15 de marzo de 2025. // En este contexto, el día 26 de marzo el CND solicitó hacer pruebas*

*al EDGxPC donde se observó disparo en la Unidad 1, no obstante, no hubo activación del esquema para la Unidad 3. // Mediante la recepción de la nota ETE-DCND-GOP-400-2025 del 12 de mayo de 2025 remitida por el Centro Nacional de Despacho (CND), Enel Fortuna fue informado formalmente que la Unidad 3 no respondió al esquema de desconexión por descarga EDGxPC durante el evento del pasado 15 de marzo, por lo que la Compañía de manera proactiva, procedió a realizar verificaciones internas, entendidas como el cableado anexo y tablero donde se encuentra ubicado el PLC que comanda el esquema WAMS, con el fin de descartar alguna inconsistencia en términos de integridad de los componentes enduro. // Luego del mantenimiento preventivo realizado, Enel Fortuna solicitó al CND una nueva validación de la actuación del esquema WAMS sobre la unidad 3, a través de una libranza (Comunicación EGP-EF-O&M-012-2025), de la cual nos mantenemos a espera de respuesta por parte del CND. // No obstante, precisamos que nuestro alcance de revisión está en la infraestructura física y no en la programación, supervisión y administración propia del esquema, debido a que esta se encuentra en la potestad del CND.”.*

*En el mismo documento, el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), manifestó lo siguiente con relación a los “(...) Planes de corrección y verificación funcional del EDGxPC posterior al evento.”:*

*“• Plan preventivo de revisión de la infraestructura física del EDGxPC en la central Fortuna (Acción ya realizada). // • Coordinación de libranza con el CND para verificar la funcionalidad del disparo transferido desde el CND a la unidad 3. Solicitud que ha sido realizada mediante comunicación No. EGP-EF-O&M-012-2025 del 16 de junio de 2025. Adicionalmente, en la comunicación en mención, se recomienda al CND en su rol de operador del SIN responsable de la parametrización y funcionamiento del esquema de desconexión, la implementación de un programa periódico de pruebas a los esquemas de desligue de generación WAMS y SPEAR como medida preventiva.”.*

*En el mismo documento, el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), manifestó lo siguiente con relación a “(...) Cualquier información adicional relacionada al evento regional del 15 de marzo de 2025, que resulte relevante para la investigación de oficio.”:*

*“La central hidroeléctrica Fortuna participa en el sistema de Protección Especial de Remediación (SPEAR) gestionado desde el CND y que se encuentra vigente desde el mes de marzo de 2021. Dicho esquema quedó en modo operativo bajo la solicitud de libranza con consecutivo CNDMET- 72-2021. Es importante considerar que desde la central Fortuna no se tiene acceso a la gestión y/o modificación de los equipos de control y comunicaciones del sistema SPEAR.”.*

**Figura 15. Solicitud de libranza CNDMET-72-2021**

<b>Solicitud de Libranza CNDMET-72-2021</b>					
Tipo	Forzada				
<b>Continua</b>					
Agente	CNDMET (CNDMET)				
Fecha Ingreso	25/03/2021 10:18	Fecha Solicitud	25/03/2021 10:18	Solicitante	Alonso Castillo
Fecha Inicio	25/03/2021 17:00	Fecha Final	25/03/2021 20:00	Duración Programada	3 h
Fecha Inicio Real	25/03/2021 19:58	Fecha Final Real	25/03/2021 20:05		
Duración Real	0 h 7m				
Descripción	El Sistema de Protección Especial con Acción Remedial (SPEAR) pasa a modo Operativo - Centro Nacional de Despacho				

Fuente: “EF-GG-021-2025” elaborado por el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA).

*“Eventos ocurridos durante el periodo 2023-2024 han demostrado la eficacia de la actuación de la Central Fortuna ante requerimientos de estabilización del sistema bajo el esquema SPEAR, como bien se observa en los informes bajo los consecutivos 2023-544 y 2024-073 que adjuntamos a esta comunicación. En general para los agentes generadores aportantes a la estabilidad del sistema interconectado, el entendido resulta en el esquema SPEAR como la protección principal ante este tipo de eventos. // Sin embargo, para el evento ocurrido el pasado 15 de marzo de 2025, nos remitimos al informe final enviado por el CND, bajo el consecutivo GOP-28-5-2025, en el numeral 3.3.2 ‘Esquema de desconexión por pérdida de carga’, página 62, en el que se indica como premisa inicial que el esquema SPEAR se encontraba deshabilitado, situación que era desconocida hasta la fecha para la central Fortuna. // Dada la relevancia de un sistema cuyo fin es buscar la estabilidad rápida del SIN, a partir de la desconexión de generación, consideramos de suma importancia que la desconexión del SPEAR hubiese sido comunicada a la Central Fortuna previo al evento, y no posterior al mismo, así como la determinación de acciones correctivas y necesidades de coordinación con la planta en caso de ser necesario.”*

- El CND-ETESA, en el documento “ETE-DCND-GOP-PCP-005-2025”, manifestó lo siguiente con relación al “(...) Estado actual de respuesta a la nota del CND-ETESA remitida al agente generador ENEL Fortuna solicitando información sobre la no desconexión de la central Fortuna a pesar de haberse enviado la señal de disparo como actuación del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC).”:

*“El agente ENEL FORTUNA indico [sic] que definieron proactivamente ejecutar un mantenimiento preventivo de rigor para mitigar fallas ocultas, dicho mantenimiento tuvo un alcance donde se dieron revisiones de alimentación DC de PLC, esto debido a que no identificaron una falla tangible sobre la infraestructura, razón por la cual definieron proactivamente hacer todos los ajustes para reducir las probabilidades de un daño oculto. Adicionalmente, realizaron una coordinación junto al CND para realizar pruebas remotas de verificación de funcionalidad del esquema para las unidades 1 y 3, con los cuales se confirmó la correcta operación del esquema EDGxPC (WAMS) para las unidades 1 y 3 de la central Fortuna.”*

*En el mismo documento, el CND-ETESA, manifestó lo siguiente con relación al “(...) estado actual de lo concerniente a que ENEL estuvo revisando la razón de la no desconexión de su unidad ante actuación del esquema EDGxPC y de lo cual no se encontró anomalía, se presume que fue un inconveniente en el enlace de comunicación de la señal de disparo, lo cual se revisó.”:*

*“El 26 de marzo de 2025, once días después del evento indicado, el CND, en sinergia con la central Fortuna, se coordinó pruebas de funcionamiento del esquema WAMS. Estas pruebas arrojaron como resultado una actuación satisfactoria de la unidad 1 que se desligo del sistema mediante la apertura de su interruptor de potencia en 13.8 kV, reflejándose en los equipos locales como SCADA. // De igual forma ENEL FORTUNA indico [sic] que realizaron rigurosas revisiones posteriores, a las instalaciones locales de la unidad 3, entendidas como el cableado anexo y tablero donde se encuentran ubicados el PLC que comanda el esquema WAMS, esto en aras de descartar alguna inconsistencia en términos de integridad de componentes, adicionalmente realizaron algunas pruebas locales para verificar activaciones digitales de entrada y salida del PLC que comanda el esquema WAMS. // Finalmente, con la prueba antes mencionada se confirmó una correcta operación del esquema EDGxPC (WMAS) para las unidades 1 y 3 de la Central Fortuna. EL PLC de disparo ubicado en casa de control de la subestación Fortuna 230kV el agente lo inspecciona periódicamente verificando que no estén presentes alarmas visuales, durante mantenimientos de las unidades se programa el apriete de cada una de las borneras (U1 y U2) y se verifica que las conexiones estén fijas.”.*

- El CND-ETESA, mediante el documento “ETE-DCND-GOP-PCP-199-2026”, respondió lo siguiente a esta Comisión en el marco de la investigación, con relación a la “(...) Evidencia relacionada con la notificación previa realizada por el CND-ETESA al EOR, respecto a la deshabilitación de la contingencia ‘C8’ del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR), a fin de habilitar el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna.”:

*“De acuerdo con la información en nuestros registros de bitácora, se informó al EOR sobre la deshabilitación de la contingencia C-8 en el SPEAR y se activó EDGXPC en el WAMS (Fortuna) el 28 de febrero del 2025, la información fue indicada al CRCT del EOR a las 19:22 horas.”.*

*En el mismo documento, el CND-ETESA respondió lo siguiente con relación a la “(...) Confirmación, junto con las respectivas evidencias, de si, en coordinación con el EOR, se ha implementado un programa periódico de pruebas de los distintos esquemas que, conforme a las condiciones operativas del área de control de Panamá, puedan constituir la primera línea de defensa ante escenarios de pérdida de carga, tales como el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna y la contingencia ‘C8’ del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR).”:*

*“En relación a si se han implementado una programación periódica de mantenimientos dirigidos a los ECS EDGxPC, le podemos informar que ambos sistemas, ECS EDGxPC y la contingencia C8 del SPEAR, están diseñados con monitoreo permanente en línea de las comunicaciones y de los periféricos terminales en campo, más no se realizan pruebas de lazo completo donde se simule el escenario y se complete con la selección y apertura de los interruptores de los generadores; en todo caso, si es detectada una mala operación de alguno de estos, se llevan a cabo pruebas.”.*

- El EOR, en el *“Informe diario de la coordinación del Centro Regional de Control de Transacciones (CRCT) // Fecha de Operación: viernes, 28 de febrero de 2025”*, publicado en su sitio web oficial, consignó que de 18:22:00 [GMT-6] a 18:22:01 [GMT-6] horas se llevó a cabo la *“Puesta en servicio esquema de Contingencia C8 en WAMS (desligue de generación por pérdida de carga). Se desactiva esquema en SPEAR.”*.

**Figura 16.** Registro de habilitación EDGxPC y deshabilitación contingencia “C8” de SPEAR

28/02/2025 18:22:00	28/02/2025 18:22:01	Panamá	INF	-	Otro	Puesta en servicio esquema de Contingencia C8 en WAMS (desligue de generación por pérdida de carga). Se desactiva esquema en SPEAR.
------------------------	------------------------	--------	-----	---	------	---

Fuente: *“INFORME\_CRCT\_28022025”* elaborado por el EOR.

## Análisis CRIE

Con base en el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro IV del RMER, que faculta a la CRIE para ejercer la supervisión, evaluación y análisis de la conducta de los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR, con el propósito de identificar comportamientos o actividades que puedan constituir indicios de posibles incumplimientos a la Regulación Regional, así como en lo establecido en el artículo 23 del Segundo Protocolo al Tratado Marco, que impone a dichos actores del MER la obligación de acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en la Regulación Regional, esta Comisión procedió a revisar y analizar la información remitida por las entidades involucradas con relación a la actuación del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) asociado a la Central Hidroeléctrica Fortuna, ubicada en el área de control de Panamá.

A partir de la información consignada tanto en el informe final del evento elaborado por el EOR, como en la documentación remitida por el CND-ETESA y el agente Enel Fortuna, S. A. (6GFORTUNA) en el marco de la investigación, se verificó que la unidad número 3 de la Central Hidroeléctrica Fortuna, de conformidad con la configuración y parametrización del EDGxPC asociado a dicha central, debió desconectarse durante el evento ocurrido el 15 de marzo de 2025.

Lo anterior obedeció a que, como consecuencia de la desconexión casi simultánea de las líneas de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11, El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, se produjo el disparo no controlado de carga en el área de control de Panamá. Esta condición provocó el incremento del flujo de potencia desde dicha área de control en dirección hacia el SER, hasta alcanzar los 434.87 MW, así como el aumento de la frecuencia del sistema hasta los 60.152 Hz.

Dado que los umbrales de actuación del EDGxPC se encuentran ajustados en valores iguales o superiores a 250 MW para el flujo total de potencia en las interconexiones Costa Rica – Panamá en dirección sur-norte, y en valores iguales o superiores a 60.15 Hz para la frecuencia medida en cualquiera de dichas interconexiones (véase la Figura 14), se configuraron las condiciones para la activación del referido esquema. En consecuencia, tanto el EOR como el CND-ETESA, en sus respectivos informes finales de evento y en la información aportada en el marco de la investigación, indicaron y evidenciaron que se efectuó el envío de la señal de disparo de generación correspondiente a la unidad número 3 de la Central Hidroeléctrica Fortuna; no obstante, su desconexión efectiva no se concretó.

Con relación a este aspecto, es posible concluir por parte de esta Comisión que se produjo una actuación incompleta del EDGxPC, caracterizada por el envío de la señal de disparo, pero sin la ejecución final de la desconexión de la unidad número 3 de la Central Hidroeléctrica Fortuna. Esta conclusión se sustenta, entre otra documentación revisada y analizada en el marco de la investigación, en el informe final del evento elaborado por el EOR, en el ejercicio de las responsabilidades que le confiere el literal i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER, relativas a dirigir y coordinar la operación técnica regional y, en particular, a coordinar las investigaciones de eventos en el SER, en cumplimiento de los sub incisos iv. y v. del referido literal. Para ello, el Operador Regional requirió al agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), por medio del CND-ETESA, la información pertinente, así como los resultados de sus evaluaciones y análisis desarrollados, lo que permitió verificar y documentar las circunstancias asociadas a la actuación incompleta del EDGxPC durante el evento del 15 de marzo de 2025.

Posteriormente a la conclusión antes señalada, esta Comisión también documentó el proceso de seguimiento orientado a la implementación de acciones y medidas destinadas a mitigar la recurrencia de circunstancias similares. En ese sentido, y en coherencia con las conclusiones y recomendaciones contenidas en el informe final del evento elaborado por el EOR, fue posible verificar que el CND-ETESA comunicó al Operador Regional lo relacionado a la adopción de una medida inicial de oficio para dar seguimiento a los inconvenientes detectados en la actuación incompleta del EDGxPC. Dicha medida consistió en el envío, por parte del CND-ETESA, de una nota dirigida al agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA) solicitando información relacionada con la actuación incompleta del referido esquema.

Lo anterior permitió documentar la ejecución de acciones por parte del agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), orientadas a la revisión de la infraestructura física del EDGxPC en las instalaciones de la Central Hidroeléctrica Fortuna, con el propósito de descartar posibles fallas en el controlador lógico programable (PLC, por sus siglas en inglés) que comanda dicho esquema, en la alimentación de corriente directa del PLC, así como en el cableado y en el tablero donde este se encuentra instalado. Estas verificaciones se realizaron con el fin de descartar inconsistencias relacionadas con la integridad de los componentes; no obstante, no se identificó ningún inconveniente tangible que explicara la actuación incompleta del EDGxPC. Esta información fue comunicada por el CND-ETESA al EOR en el marco de la investigación, en cumplimiento de lo dispuesto en el literal k) del numeral 1.5.4 del Libro I del RMER.

Las acciones emprendidas por el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA) también se enmarcan en lo dispuesto en el numeral 5.5.1.4 del Libro III del RMER, el cual establece que, si del informe final de un evento se concluye que existió mal funcionamiento de algún elemento de protección de la Red de Transmisión Regional (RTR), el agente involucrado deberá adoptar las medidas correctivas y preventivas correspondientes e informar de ello al respectivo OS/OM, quien a su vez lo comunicará al EOR.

En este contexto, cabe señalar que, de conformidad con el informe denominado “*Identificación de la Red de Transmisión Regional para el año 2025*” <sup>(1)</sup> elaborado por el EOR, la subestación de 230 kV Fortuna (nodo FOR230, identificado como 6096) constituye un nodo de control de la RTR, el cual recibe radialmente la generación de las tres unidades de la Central Hidroeléctrica Fortuna, ubicada en el área de control de Panamá. En consecuencia, se confirma que el actuar del agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA) se encuentra comprendido en el ámbito de aplicación del numeral 5.5.1.4 del Libro III del RMER.

En lo que respecta al actuar del CND-ETESA, se observó la complementariedad entre las medidas bajo su responsabilidad y las acciones ejecutadas por el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), ambas orientadas a mitigar la recurrencia de sucesos similares. Entre dichas medidas se incluyó la realización de pruebas remotas para verificar la funcionalidad del EDGxPC conforme a su configuración y parametrización.

Asimismo, en el marco de la investigación, el EOR requirió información adicional relacionada con el seguimiento de las acciones que inicialmente fueron adoptadas de oficio por el agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA). En atención a ello, el CND-ETESA dio el debido seguimiento a dichas acciones preventivas y correctivas, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 5.5.2.5 del Libro III del RMER, que asigna a los OS/OMS la responsabilidad de suministrar al EOR cualquier información adicional en el contexto de la ocurrencia de un evento, así como de cumplir o hacer cumplir, según corresponda, las recomendaciones sobre acciones preventivas y correctivas que deban adoptarse.

En ese sentido, esta Comisión pudo verificar no solo el cumplimiento, por parte del EOR, del CND-ETESA y del agente Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), de las disposiciones contenidas en la Regulación Regional, respecto al seguimiento de las acciones preventivas y correctivas, derivadas de las conclusiones y recomendaciones del informe final del evento elaborado por el EOR, orientadas a mitigar la recurrencia de la actuación incompleta del EDGxPC, sino también que, en el marco de la investigación, no se identificó ningún inconveniente o falla tangible que explicara dicha actuación incompleta, pese a los esfuerzos realizados por las referidas entidades para su determinación.

Otro aspecto relevante identificado durante la investigación es que el CND-ETESA señaló en su informe final del evento que el EDGxPC se encontraba operativo como primera línea de defensa, en sustitución de la contingencia “C8” del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR), la cual estaba deshabilitada debido a las condiciones hidrológicas de la época.

---

<sup>1</sup> [www.enteoperador.org/archivos/download/Informe\\_de\\_Identificacion\\_de\\_la\\_RTR-2025\\_vfinal.pdf](http://www.enteoperador.org/archivos/download/Informe_de_Identificacion_de_la_RTR-2025_vfinal.pdf) (Consultado el 6 de marzo de 2026, desde Guatemala).

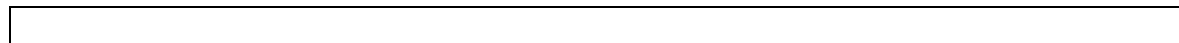
En ese sentido, esta Comisión verificó, tanto en la información remitida por el CND-ETESA en el marco de la investigación como en el “Informe diario de la coordinación del Centro Regional de Control de Transacciones (CRCT)”<sup>(2)</sup> elaborado por el EOR, correspondiente al 28 de febrero de 2025, que la deshabilitación de la contingencia “C8” del SPEAR y la habilitación del EDGxPC fueron oportunamente informadas al Operador Regional, en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 3.4.2.3 del Libro II del RMER.

Adicionalmente, de acuerdo con la información proporcionada por el CND-ETESA, no se realizan pruebas de lazo completo al EDGxPC ni a la contingencia “C8” del SPEAR, en las que se simule el escenario de activación e incluya la selección y apertura de los interruptores de los generadores. En su lugar, las pruebas se llevan a cabo únicamente cuando se detecta una operación inadecuada de estos esquemas.

Al respecto, esta Comisión considera pertinente que el CND-ETESA implemente un programa periódico de pruebas aplicable a los distintos esquemas que, según las condiciones operativas del área de control de Panamá, puedan constituir la primera línea de defensa ante escenarios de pérdida de carga, como es el caso del EDGxPC y la contingencia “C8” del SPEAR. Dicho programa deberá orientarse a verificar la correcta operación de estos esquemas mediante validaciones funcionales en condiciones simuladas representativas y, de ser necesario, a la adopción de las medidas preventivas o correctivas que correspondan.

Asimismo, a partir del análisis efectuado por esta Comisión, se considera necesario que el CND-ETESA refuerce los mecanismos de validación y supervisión de los parámetros de las protecciones en el área de control de Panamá. Lo anterior, en virtud de que transcurrieron aproximadamente cuatro minutos entre el momento en que debió actuar el EDGxPC vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna (22:28:14.34 horas, GMT-6) y el momento en que se produjo el colapso de voltaje en dicha área de control (22:32:10 horas, GMT-6), sin que se identificara oportunamente la no desconexión de la unidad número 3 de la referida central ni se adoptaran acciones correctivas en tiempo real que permitieran compensar dicha condición.

Finalmente, la implementación de medidas orientadas a fortalecer la validación y supervisión de los parámetros de protección en el área de control de Panamá deberá ser informada a esta Comisión y al EOR, incluyendo la identificación de los aspectos susceptibles de mejora, el plan de trabajo correspondiente y las fechas estimadas para su ejecución.



## **FALLA OCURRIDA EN LA SUBESTACIÓN PANAM, UBICADA EN EL ÁREA DE CONTROL DE PANAMÁ**

Con relación a la falla ocurrida el 15 de marzo de 2025 en la subestación PanAm, ubicada en el área de control de Panamá, a continuación se presenta la información más relevante remitida a esta Comisión por las entidades involucradas, en el marco de la investigación. En particular, se incluye

<sup>2</sup> [www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-diarios-de-operacion/](http://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/informes-diarios-de-operacion/) (Consultado el 5 de mayo de 2026, desde Guatemala).

aquella relacionada, entre otros aspectos, con las medidas adoptadas para mitigar su recurrencia y el seguimiento de los trabajos planificados y ejecutados para la restauración de las instalaciones afectadas:

- El EOR, en el documento “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“El 15 de marzo de 2025, poco antes de las 22:16:29 horas, ocurre un arco eléctrico repentino (arc-flash) en la barra de 13.8 kV de la subestación PanAm, que a su vez desencadenó un incendio en el cuarto de media tensión de la Central Termoeléctrica PanAm, ubicada en el área de control de Panamá. // El incendio se propagó rápidamente afectando gravemente a los equipos del cuarto de media tensión de los transformadores T1 y T2, destruyendo todo el cableado de control y de comunicaciones, incluyendo los relacionados en la conexión con el CND-ETESA. (...)”.*

*“(...) El evento se originó debido a un arco eléctrico (arc-flash) repentino, generándose una falla eléctrica de alta impedancia en la barra de 13.8 kV en el lado de media tensión en la subestación PanAm, además de un incendio en el cuarto de los equipos de media tensión de la Central Termoeléctrica PanAm (...) // (...) El incendio generado destruyó el cableado de los equipos de control y de comunicación de la Planta (...)”.*

*“Con base en que el evento que nos ocupa fue confinado a una sola área de control, sin afectaciones a las demás áreas de control del SER, las acciones o medidas deben ser de tipo interna, entre el OS/OM de Panamá y los Agentes involucrados identificados por dicho OS/OM, por tanto: // (...) b) Se recomendará al OS/OM de Panamá (CND-ETESA) dar seguimiento y coordinación a las medidas correctivas y preventivas a adoptar por el Agente PanAm para mitigar la ocurrencia de este tipo de fallas. // (...) e) El CND-ETESA realizó inspecciones técnicas a la central PanAm los días 17 y 19 de marzo de 2025 como parte de la verificación posterior al evento con el fin de evaluar la condición operativa de la central, así como las condiciones técnicas y operativas prevalencias al momento del evento. // f) El Agente generador PanAm, realiza trabajos de mantenimiento que llegarán hasta el 30 de septiembre 2025, dejando indisponible las unidades de la Central termoeléctrica y la LT230 kV Chorrera - PanAm queda desenergizada y aterrizada hasta finalizar revisiones, por siniestro ocurrido en la planta; así mismo realizará trabajos en los equipos de la Planta que hayan tenido alguna afectación.”.*

- El CND-ETESA, en el documento “Informe Final del Evento\_PAN\_15mar\_2228\_0958\_v2.1”, concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“El evento del sábado 15 de marzo de 2025 fue originado por una falla eléctrica que tuvo como origen físico un ‘arc flash’ (relámpago de arco) en la barra de 13.8 kV en la Subestación PanAm, generando un incendio que destruyó el sistema de control y protección local al igual que la comunicación entre la Subestación PanAm y el Centro Nacional de Despacho (CND) (...) //*

*Tras generarse un incendio en el cuarto de control de media tensión, el cual se extendió y destruyó el cableado de control y comunicación en las canaletas que alimentan la baja tensión de los transformadores de potencia T1 y T2 de la Subestación PanAm (...)*”.

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081”, remitido por el EOR a esta Comisión en el marco de la investigación, manifestó lo siguiente con relación al restablecimiento de la Central Termoeléctrica PanAm:

*“(…) sobre las acciones preventivas y correctivas adoptadas por nuestra empresa con relación al evento ocurrido en nuestras instalaciones, el pasado 15 de marzo de 2025, nos complace informarle que hemos desarrollado e implementado un plan técnico estructurado que incluye tanto medidas inmediatas como mejoras de mediano plazo, orientadas a reforzar la confiabilidad operativa de la Central Termoeléctrica PanAm. A continuación, compartimos un resumen de las principales acciones emprendidas: // **Diagnóstico técnico integral** de los sistemas de protección, control, comunicaciones y respaldo energético afectados por el evento. // **Sustitución y/o reacondicionamiento** de relés de protección, módulos de baterías, equipos de comunicación (RTUs, switches industriales), cableado y gabinetes de control. // **Validación de los sistemas de control, SCADA y señales de campo.** // **Mejoras físicas en la infraestructura eléctrica**, tales como la segregación de canalizaciones para los cables de control y los cables de potencia, reubicación de contenedores críticos igualmente de forma separada (media tensión/cuarto de control) y refuerzo de barreras anti-fuego. Es importante resaltar que gracias a las barreras anti-fuego preexistentes, se evitó una afectación de mayor alcance y magnitud dentro de nuestras instalaciones. No obstante, tenemos previsto restaurar el área afectada considerando que las estructuras cumplieron la función para la cual fueron diseñadas. // **Plan de pruebas progresivo** (ver Anexo III) que contempla etapas de puesta en marcha, comisionamiento, pruebas funcionales y de confiabilidad antes de declarar disponibilidad operativa de las unidades. // Estas medidas han sido diseñadas en coordinación con nuestros equipos de ingeniería, operación y seguridad, buscando mitigar el riesgo de ocurrencia de incendios como el que originó la salida e indisponibilidad de nuestras unidades. Confiamos en que este plan robusto contribuirá a una reincorporación segura y confiable de nuestras unidades al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y al Sistema Eléctrico Regional (SER). (...)*”.

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081”, remitido por el EOR a esta Comisión en el marco de la investigación, manifestó lo siguiente con relación a la ocurrencia repentina del arco eléctrico:

*“De las declaraciones de testigos -los operadores que intentaron sofocar inicialmente el incendio- de videos y otras evidencias se puede plantear la hipótesis, con alta probabilidad, de que haya ocurrido un relámpago de arco o ‘arc flash’ que es un fenómeno conocido en la industria eléctrica. El relámpago de arco o arc flash es un evento súbito, peligroso que genera gran*

*cantidad de calor y explosión violenta potente. Las causas del arc flash son muy variadas, y es solo en las últimas décadas que se le empezó a prestar atención a este fenómeno, en especial, al aspecto de protección del personal que puede quedar expuesto a sus efectos y en cuanto a la protección o medidas de mitigación para prevenir daños a equipos aún, en la industria eléctrica actual, no se ha llegado a establecer un método definitivo. // Al ocurrir el arc flash, la temperatura del arco puede ser tan alta como 20,000 grados centígrados, o aproximadamente cinco veces la temperatura de la superficie del Sol, lo que da la idea que una vez ocurrido el relámpago es incontenible y realmente destructivo. // En relación al evento, la evidencia demuestra que hubo un fuego inicial que se propagó rápidamente. Teniendo en cuenta de que la mayoría de los materiales que componían el cuarto de media tensión son metálicos y normalmente no combustibles, se deduce que solo un fenómeno como el arc flash tiene la capacidad para gasificarlos, volarlos y destruirlos, como en efecto sucedió. // (...) Finalmente, utilizando la terminología de la Guía NFPA 921, Guía para la Investigación de Incendios y Explosiones, la **zona de origen** del incendio se localiza en área o volumen ocupado por la barra, interruptores y equipo asociado en el cuarto de media tensión y el **punto de origen** debe declararse, en fundamento basado en la Guía NFPA 921, como **indeterminado** debido a la tremenda destrucción del cuarto de media tensión. // (...) **Causa de la falla interna a PANAM:** // Se plantea la hipótesis de arc flash en la barra e interruptores de 13.8 kV, en el cuarto de media tensión que evolucionó en un incendio que destruyó todo el equipo de 13.8 kV y luego [sic] avanzó hasta la subestación de la planta, afectando los transformadores T1 y T2. (...)*

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “20250701-Nota 112 - CRIE -Solicitud Info Evento PANAM”, manifestó lo siguiente en el marco de la investigación:

*“De acuerdo con los registros de las cámaras de videovigilancia y testimonios de los Operadores de Turno, a las 23:18 horas se reporta humo y fuego en el cuarto de media tensión que se propagó con gran rapidez, afectando los cables de control y la comunicación. // (...) El incendio se propagó hasta la trinchera de cables de potencia y control”.*

*En el mismo documento, el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), manifestó lo siguiente con relación al “(...) Sustento técnico de la causa raíz del arco eléctrico ocurrido en la barra de 13.8 kV de la subestación PanAm.”:*

*“(...) Adjuntamos el Reporte del Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá, que es la máxima autoridad del país en investigaciones de siniestros como el ocurrido en la central PAN-AM. En el reporte se corrobora que el origen de la falla se dio en el cuarto de media tensión y la causa se clasifica como **Accidental**. Es decir, el incendio no fue provocado de manera intencional ni producto de una negligencia.”.*

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), mediante el documento “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25”, elaborado por el Benemérito Cuerpo de

Bomberos de la República de Panamá, remitió a esta Comisión el informe de investigación correspondiente al incendio ocurrido el 15 de marzo de 2025 en instalaciones de su propiedad. A continuación, se destacan los principales resultados consignados en dicho informe:

**“METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN:** // *Esta investigación se basó en un método sistemático que abordó los detalles más relevantes de menor a mayor afectación por el fuego. Utilizamos principios de las ciencias físicas para determinar y establecer el origen del fuego, y posteriormente investigamos la causa que pudo generar el incendio. Utilizando como referencia la NFPA 921 Guía para la investigación de incendio y explosiones.”.*

**“ZONA DE ORIGEN DEL FUEGO:** // *Al realizar la evaluación de la escena se puede determinar que la zona de origen se ubica en el cuarto de medio voltaje, debido a la destrucción que este presenta, por las características de como las vigas metálicas fueron deformadas y la forma en cómo se colapsó la estructura debido a las altas temperaturas de las llamas. // Además, aunado a esto las entrevistas que realizamos al personal que se encontraba el día del siniestro y los videos del sistema de cámaras de video vigilancia, corroboran nueva evaluación de la zona de origen.”.*

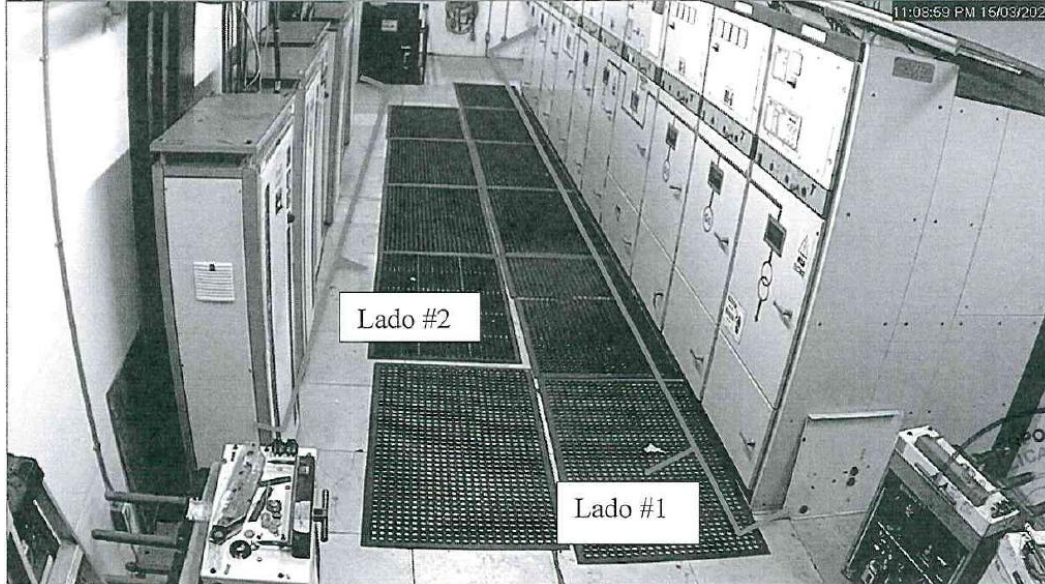
**“PUNTO DE ORIGEN DEL FUEGO:** // *Una vez encontrado nuestra zona de origen, procedimos a hacer un análisis de los indicios, donde podemos describir nueva zona de la siguiente manera: un área cerrada con un piso falso el cual albergaba los conductores eléctricos (cables) de los motores y transformadores, sobre este piso había diferentes equipos, en el lado que se denominará #1 se encontraban los switchgear los cuales tenían dispositivos de control y medios mecánicos para la desconexión de la energía de los motores y transformadores, en el lado #2 se encontraban gabinetes los cuales albergaban baterías y equipos rectificadores. Este cuarto cuenta con una puerta principal interna a la galera que colinda con la escalera de acceso para la planta alta y otra puerta más grande de servicio que abre a la parte exterior de la galera. // Observando la destrucción que hay dentro del cuarto podemos indicar que en el lado #2 la pared se encuentra con menos afectaciones que en el lado #1, además que en este lado se observó mayor deterioro de los equipos en la parte más cercana a la puerta principal; se procedió a realizar la evaluación de los conductores por debajo del piso falso, los del lado #2 presentaban menos deterioro, por lo que se procedió a investigar los del lado #1, enfocándose los que se encuentran debajo de los equipos, en esta parte hay un foso por el cual pasan los conductores hacia el lado del transformador, los equipos se encuentran soportados por vigas de hierro y justo arriba de este foso se observan que (2) de los equipos de dicha viga pierde la continuidad, además en esta área se ven varios conductores sin continuidad debido a fallas eléctricas, dejando como marca un efecto perla, indicándonos que el siniestro comienza en esta área. Esta afectación es originada en el equipo #4 comenzando el conteo desde la puerta principal. // Dentro de las entrevistas y los videos del sistema de cámaras de video vigilancia, se puede corroborar la veracidad de nuestro punto de origen, por*

*las entrevistas realizadas a los trabajadores nos indican que el equipo que sufrió la falla es la protección del transformador #1.”*

**“DESENLACE DE LOS HECHOS:** // (...) Observando los videos del sistema de cámaras de video vigilancia, se aprecia cuando el personal de Pan Am se encontraba realizando labores de mantenimiento en uno de sus motores, a las 11horas 17min 53 segundos post meridiem (pm), del horario de la cámara se aprecia cuando se pierde el suministro eléctrico, en eso el personal se dirige al cuarto de medio voltaje, donde primero entra uno de los técnicos observó una anomalía en uno de los equipos (switchgear) y procedió a buscar un extintor, entró al cuarto con el extintor y procedió a descargar el producto en la parte trasera de los equipos, luego ingresan (2) técnicos más al cuarto con (1) extintor extra, el cual también descargaron el producto en la parte trasera del equipo, posteriormente se observa cuando uno de ellos se coloca el equipo de protección personal para realizar la maniobra de desconectar la protección del equipo, durante esta maniobra se aprecia que el personal no logro [sic] culminar la maniobra (de extraer la protección), ya en este punto la situación se salió del manejo del personal de Pan Am y se nota en el video que salen chispan [sic] del equipo de una llamarada de fuego y la evacuación del personal; en otras de las cámaras de video vigilancia se aprecian destellos cuando ya se considera un incendio declarado.”

**“CONCLUSIÓN:** // Por el desenlace de los eventos podemos indicar que el incendio se originó en la parte trasera del equipo #4 (medio de desconexión para el transformador #1), lo que desencadenó fallas eléctricas al resto del sistema, provocando destellos que se aprecian en los videos; dentro de las fallas eléctricas se puede asociar el color rojo intenso de los conductores en el lado del transformador siendo características de un alto voltaje, por lo que se puede indicar que al momento del incendio el tramo de conductores que van del transformador #1 al cuarto de medio voltaje se encontraban aún energizados. // Una vez realizada la investigación del hecho sucedido y la forma como se dieron los eventos, se puede indicar que la naturaleza de este incendio fue por la falla del switchgear #4 del cuarto de medio voltaje, por lo que este tipo de fuego se clasifica como causa **ACCIDENTAL**.”

**Figura 17.** Lado #1 ubicación de los “switchgear” y lado #2 ubicación del sistema de rectificación



Fuente: “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

**Figura 18.** Área donde se ubica el punto de origen del incendio



Fuente: “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

**Figura 19.** Zona de origen del incendio



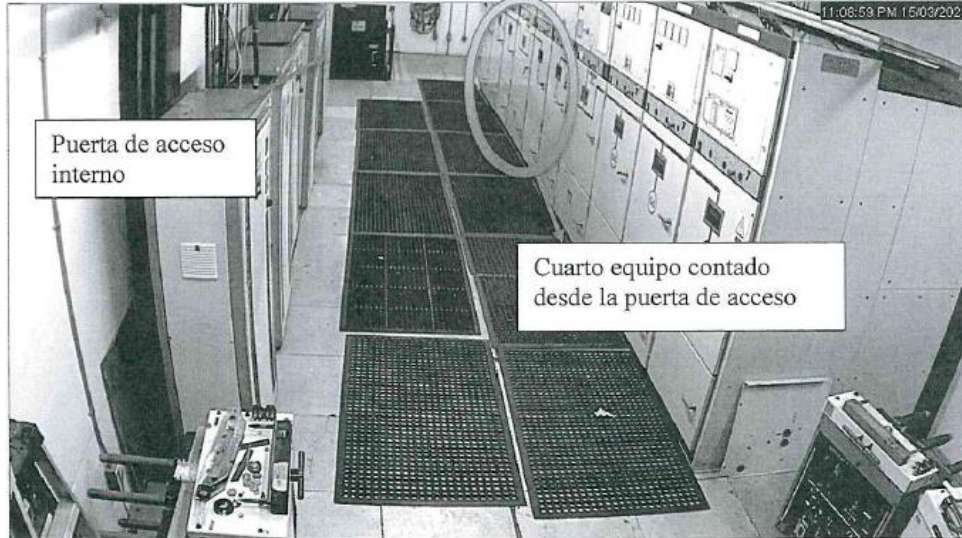
Fuente: “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

**Figura 20.** Punto de origen, área debajo del “switchgear” #4



Fuente: “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

**Figura 21.** Ubicación del punto de origen antes del incendio en el “switchgear” #4



Fuente: “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

**Figura 22.** Punto de falla del transformador #1 del lado de medio voltaje

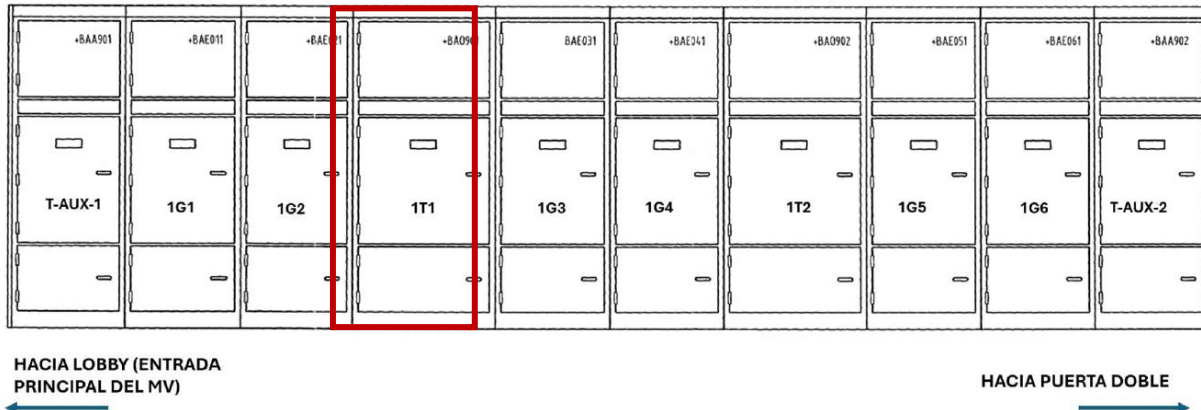


Fuente: “1. Informe de los Bomberos ZRPO-OC-238-25” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “*Reporte de Preliminar PANAM\_IPE\_PANAM\_IE096\_VF\_Unificado*”, manifestó lo siguiente con relación a las protecciones que posiblemente realizaron el disparo del interruptor 1T1 asociado al nivel de 13.8 kV del transformador T1:

*“Son solamente dos las protecciones que pudieron haber realizado dicho disparo. Una es relevador SPAJ141 de sobrecorriente asociado al mismo 1T1, y la otra es la protección de falla a tierra de barra SPAU320C, que protege la barra de 13.8 kV también asociada al 1T1. El SPAJ 141 C estaba ubicado en el cubículo identificado como BAO901 y la protección de barra estaba en el cubículo BAA901 (...)”.*

**Figura 23. Ubicación del cubículo BAO901 (“switchgear” #4)**



Fuente: “Reporte de Preliminar PANAM\_IPE\_PANAM\_IE096\_VF\_Unificado” elaborado por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM).

- El EOR, mediante el documento “6 Gira Tecnica 3 Central PanAm\_Sep 2025.”, remitió a esta Comisión, en el marco de la investigación, los registros fotográficos y los comentarios asociados que constituyen evidencia de la inspección técnica realizada por personal del CND-ETESA en la Central Termoeléctrica PanAm y en la subestación PanAm el 30 de septiembre de 2025:

*“(…) se realizó una tercera inspección técnica del CND al área afectada de la Central Térmica PanAm, el pasado martes 30/09/2025 en horas de la mañana, para conocer los avances de la recuperación del plantel térmico. // De acuerdo a la correspondencia sostenida en su momento, el personal de PanAm había señalado que se mantenían realizando trabajos necesarios para el reinicio de operaciones, principalmente con la etapa II, que corresponde a las unidades de generación G7, G8 y G9. Una vez en sitio, se cumplió con la inducción de la charla de seguridad industrial antes de realizar el recorrido en campo, así como recibir una breve explicación de las actividades que se estaban realizando con los contratistas y las proyecciones de las primeras pruebas de sus unidades generadoras para ser realizadas antes de finalizar este año [2025]. // Con relación a los equipos que se han estado reemplazando, se pudo evidencia [sic] que se incluye la Sala de Control, todas las protecciones eléctricas y el sistema de comunicaciones de la central correspondientes a la etapa I y II. Asimismo, el replazo abarca todo el cableado de control y potencia de la etapa I, el sistema de alimentación de corriente directa (VDC) de la etapa I, el control del sistema anti-incendio con su panel de control, las nuevas infraestructuras de mejoras y el Cubículo de Medio Voltaje (Medium Voltage Switchgear) de la etapa I. // Se nos indicó que aún faltaba la llegada de los cables de potencia de replazo de los transformadores T1 y T2, así como del nuevo cubículo de interruptores de media tensión (13.8 kV) para la etapa I. // El CND se mantendrá a la espera de la gestión de solicitudes de libranzas programadas para las pruebas de energización de la línea 230-11 y las pruebas de sincronización de los primeros motores que estén listos para su operación comercial nuevamente.”*

- El CND-ETESA, en el documento “ETE-DCND-GOP-PCP-005-2026”, manifestó lo siguiente con relación al “d. Estado actual de las inspecciones técnicas realizadas por el CND-ETESA a la central PanAm los días 17 y 19 de marzo de 2025 como parte de la verificación posterior al evento con el fin de evaluar la condición operativa de la central, así como las condiciones técnicas y operativas prevaletientes al momento del evento.”:

*“Posterior a las inspecciones técnicas del CND del 17 y 19 de marzo de 2025, se han mantenido correspondencia informativa para ampliar información del cronograma de los trabajos, tanto para equipos críticos comunes de la etapa I y etapa II, de los equipos y componentes a reacondicionar y las mejoras de infraestructuras previstas (Notas PANAM-101-2025, PANAM-139-2025 y PANAM-155-2025). Se realizó una inspección técnica el 30 de septiembre de 2025, algunos días previos al inicio de la energización de la línea 230-11 y de las pruebas de generación de los motores de combustión G7, G8 y G9. (Se adjunta el informe respectivo). // Preliminarmente, el agente tiene proyectado realizar las pruebas de generación de los motores en el periodo de mediados de febrero 2026 con las unidades G4, G5 y G6 y para la primera quincena de marzo 2026 para los motores G1, G2 y G3. // Adicional, se realizará otra inspección técnica [para] conocer los avances de los trabajos de recuperación de los motores de la etapa I (G1, G2, G3, G4, G5 y G6) para la primera quincena de enero 2026, donde se tiene como objetivo obtener resultados de las pruebas realizadas al transformador T1 y T2 que se confirme estado operativo, acciones correctivas que hayan sido realizadas o se vayan a realizar al transformador T1 y T2, estado de remplazo del cubículo de media tensión de la etapa I (Medium Voltage Switchgear), Implementación de mejoras en la protección de la Subestación PanAm, estado de avance del remplazo del cableado nuevo de 13.8 KV, implementación de mejoras en la protección de cubículo de media tensión (13.8KV) de la etapa I de PanAm, entre otros.”.*

En el mismo documento, el CND-ETESA, manifestó lo siguiente con relación al “e. Estado actual de los trabajos de mantenimiento que realiza el Agente PanAm, que llegarían hasta el pasado 30 de septiembre 2025, dejando indisponible las unidades de la Central termoeléctrica y la LT230 kV Chorrera - PanAm quedó desenergizada y aterrizada hasta finalizar revisiones, por siniestro ocurrido en la planta; así mismo realizará trabajos en los equipos de la Planta que hayan tenido alguna afectación.”:

*“A la fecha, el agente PanAm ha completado los trabajos de mantenimiento y adecuación en equipos asociado a la LT 230-11 (Chorrera – Pan Am), quedando esta energizada el día 2 de noviembre de 2025 alimentado al transformador T3 de la subestación PanAm. Posteriormente, el agente culminó los trabajos de reparación de las unidades G7, G8 y G9, las cuales están conectadas a dicho transformador, quedando disponibles para el Sistema Interconectado Nacional desde el 23 de noviembre de 2025. // Actualmente el agente continúa con los trabajos de reparaciones y pruebas a los equipos asociados a los transformadores T1 y T2 al igual que de las unidades G1, G2, G3, G4, G5 y G6. Se proyecta que estos trabajos se extiendan hasta las fechas ya comentadas en el literal d.”.*

- El CND-ETESA, en el documento “ETE-DCND-GOP-PCP-247-2026”, manifestó lo siguiente con relación a la confirmación de “(...) si las unidades G1, G2, G3, G4, G5 y G6 de la Central Termoeléctrica PanAm ya se encuentran disponibles y en operación comercial. En caso afirmativo, se solicita indicar, para cada unidad, la fecha en que se reincorporó efectivamente a la operación comercial. (...)”, información que fue solicitada por esta Comisión en el marco de la presente investigación:

*“En atención a la nota CRIE-SV-46-2026 del 20 de mayo de 2026, en la que solicita la confirmación si las unidades G1, G2, G3, G4, G5 y G6 de la Central Termoeléctrica Panam, se encuentran disponibles y en operación comercial. A continuación, presentamos en la siguiente tabla el orden cronológico en que las unidades solicitadas de la Central Termoeléctrica Panam fueron declaradas disponibles para su operación en el Mercado Mayorista de Electricidad (MEM).”.*

**Tabla 3.** Secuencia de disponibilidad de unidades de la Central Termoeléctrica PanAm

Fecha	Hora	Unidad
lunes, 13 de abril de 2026	17:35	PANAMG6
lunes, 13 de abril de 2026	18:58	PANAMG2
jueves, 16 de abril de 2026	17:29	PANAMG3
viernes, 17 de abril de 2026	10:59	PANAMG4
viernes, 17 de abril de 2026	23:26	PANAMG5
sábado, 18 de abril de 2026	00:09	PANAMG1

Fuente: “ETE-DCND-GOP-PCP-247-2026” elaborado por el CND-ETESA.

## Análisis CRIE

Para efectos del presente análisis, efectuado con base en la revisión de la documentación remitida principalmente por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), el CND-ETESA y el EOR, se ha considerado lo dispuesto en el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro IV del RMER, así como los análisis previos relacionados con la actuación de determinados sistemas de protección durante el evento ocurrido el 15 de marzo de 2025 en el área de control de Panamá.

En virtud de dicha disposición normativa, esta Comisión ha ejercido sus funciones de supervisión, evaluación y análisis de la conducta de las referidas entidades en el marco de la investigación, con el propósito de identificar comportamientos o actividades que pudieran constituir indicios de posibles incumplimientos a la Regulación Regional, la cual debe ser obligatoriamente acatada y cumplida por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), el CND-ETESA y el EOR, conforme a lo dispuesto en el artículo 23 del Segundo Protocolo.

En ese contexto, dado que los análisis realizados por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) para determinar aspectos técnicos relevantes asociados a la falla ocurrida en la subestación PanAm, así como del incendio en dicha subestación, se concretaron con posterioridad a la elaboración y formalización, por parte del EOR, del informe final del evento, esta Comisión con base en la información recabada en el marco de la investigación, documentó, en una primera etapa, el actuar del CND-ETESA en lo relativo a las inspecciones técnicas efectuadas en las instalaciones propiedad del referido agente.

Estas acciones se enmarcan en lo establecido en los literales c) y d) del numeral 5.6.1.1 del Libro III del RMER, en la medida en que, a través de tales inspecciones, se verificó el cumplimiento de actividades de mantenimiento en la subestación PanAm, la cual, como quedó evidenciado durante el evento analizado, alberga equipos críticos para la seguridad de la Red de Transmisión Regional (RTR); a la vez, dichas inspecciones guardan relación directa con la ocurrencia del evento del 15 de marzo de 2025 y, por ende, con los resultados tanto del informe final elaborado por el EOR como del informe previamente elaborado por el CND-ETESA, respectivamente.

La evaluación precedente sobre el cumplimiento de las disposiciones de la Regulación Regional aplicables al presente análisis, relacionadas con el desarrollo de tres inspecciones técnicas por parte del CND-ETESA en las principales instalaciones afectadas por el incendio que se presentó en la subestación PanAm, se complementa con aspectos relevantes adicionales identificados en la información remitida a esta Comisión por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) y el CND-ETESA.

En particular, a partir de la información aportada en el marco de la investigación sustanciada, ha sido posible verificar las acciones y medidas implementadas por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) no solo para la restauración de sus instalaciones, sino también para mitigar la recurrencia de condiciones similares a las suscitadas el 15 de marzo de 2025. Asimismo, mediante la revisión de la información obtenida por esta Comisión, se determinó que la Central Termoeléctrica PanAm presenta un avance significativo en su proceso de retorno a la operación y disponibilidad para el despacho en el área de control de Panamá.

Cabe señalar que, según la información del CND-ETESA remitida al EOR y posteriormente trasladada a la CRIE en el marco de la investigación, la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera se energizó el 2 de noviembre de 2025, quedando alimentado el transformador T3 de la subestación PanAm. Asimismo, se informó la culminación de los trabajos de reparación de las unidades 7, 8 y 9 de la Central Termoeléctrica PanAm, conectadas a dicho transformador. Esta condición permitió que el 23 de noviembre de 2025 las referidas unidades quedaran disponibles para el sistema eléctrico de Panamá.

Adicionalmente, de la referida información se desprende que se estimaba la realización entre febrero y marzo de 2026, de pruebas de generación de las unidades 1, 2, 3, 4, 5 y 6, lo que implicaría también la culminación de las pruebas correspondientes a los transformadores T1 y T2 y su posterior energización. Para tal efecto, el CND-ETESA manifestó que realizaría una inspección técnica con el fin de verificar el avance en la ejecución de los trabajos asociados.

En ese sentido, esta Comisión tuvo conocimiento además que, con base en los informes diarios de operación que se publican en el sitio web institucional del CND-ETESA y en la información aportada por dicho OS/OM en el marco de la investigación, desde el 18 de abril de 2026 ya se encuentran disponibles para el sistema eléctrico de Panamá todas las unidades de la Central Termoeléctrica PanAm.

Sin menoscabo de la verificación de las acciones y medidas de carácter preventivo y correctivo adoptadas por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), orientadas al fortalecimiento de la confiabilidad operativa de la Central Termoeléctrica PanAm y el avance del

plan progresivo de pruebas para la declaración de disponibilidad de las respectivas unidades generadoras, esta Comisión, como segunda etapa del presente análisis, ha verificado y documentado aspectos técnicos relevantes asociados a la falla ocurrida en la subestación PanAm, con base en la información aportada por el referido agente.

Dicha verificación y documentación fue posible a partir de la revisión y análisis de la información proporcionada por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), la cual corresponde principalmente al Informe de “*Investigación de Incendio suscitado el 15 de marzo de 2025 en la Central Termoeléctrica PanAm*”, elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá, así como al “*Reporte de la Operación de las Protecciones del Evento No. 96 del 15 de marzo de 2025*”, elaborado por el propio agente.

En ese sentido, el informe de investigación elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá concluyó que el incendio se originó en la parte trasera del “*switchgear*”<sup>(3)</sup> número 4, ubicado en el cuarto de media tensión de la subestación PanAm. Dicho equipo se encontraba vinculado a las unidades 1, 2, y 3 de la Central Termoeléctrica PanAm, así como al transformador T1 de dicha subestación, incluyendo sus respectivos medios de desconexión, protecciones y servicios auxiliares asociados.

Asimismo, en el referido informe se determinó que, dada la naturaleza del suceso, el incendio se clasifica como de causa **ACCIDENTAL**:

*“CONCLUSIÓN: // Por el desenlace de los eventos podemos indicar que el incendio se originó en la parte trasera del equipo #4 (medio de desconexión para el transformador #1), lo que desencadenó fallas eléctricas al resto del sistema, provocando destellos que se aprecian en los videos; dentro de las fallas eléctricas se puede asociar el color rojo intenso de los conductores en el lado del transformador siendo características de un alto voltaje, por lo que se puede indicar que al momento del incendio el tramo de conductores que van del transformador #1 al cuarto de medio voltaje se encontraban aún energizados. // Una vez realizada la investigación del hecho sucedido y la forma como se dieron los eventos, se puede indicar que la naturaleza de este incendio fue por la falla del switchgear #4 del cuarto de medio voltaje, por lo que este tipo de fuego se clasifica como causa **ACCIDENTAL**. ”.*

Una vez identificado el punto de origen del incendio por parte del Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá, tras la investigación iniciada el 17 de marzo de 2025 y cuyos resultados finales fueron comunicados formalmente al agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) el 22 de abril del mismo año, resulta pertinente analizar los aspectos asociados a la operación de las protecciones que, posiblemente, instantes después del inicio del incendio,

---

<sup>3</sup> Tablero de potencia (“*Switchgear*”): Un ensamble completamente cerrado con metal laminado en todos sus laterales y en la parte superior (excepto por las aberturas de ventilación y las ventanas de inspección); y que contiene dispositivos de conmutación, interrupción, o ambos para circuitos de potencia primarios, con barras colectoras y conexiones. Este ensamble puede incluir dispositivos de control y auxiliares. Se accede al interior del envoltorio por puertas, cubiertas removibles o ambas. Definición obtenida del Glosario del informe de “*Investigación de Incendio suscitado el 15 de marzo de 2025 en la Central Termoeléctrica PanAm*” elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

provocaron la apertura del interruptor 1T1 correspondiente al lado de media tensión del transformador T1.

En ese contexto, el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) concluyó en el “Reporte de la Operación de las Protecciones del Evento No. 96 del 15 de marzo de 2025” que únicamente dos protecciones pudieron haber originado dicha apertura. La primera corresponde a la protección de sobrecorriente asociada al interruptor 1T1, que opera mediante el relevador SPAJ141C. La segunda es la protección de falla a tierra en la barra de 13.8 kV, alimentada desde el lado de media tensión del transformador T1, también vinculada al interruptor 1T1 y operada mediante el relevador SPAU320C.

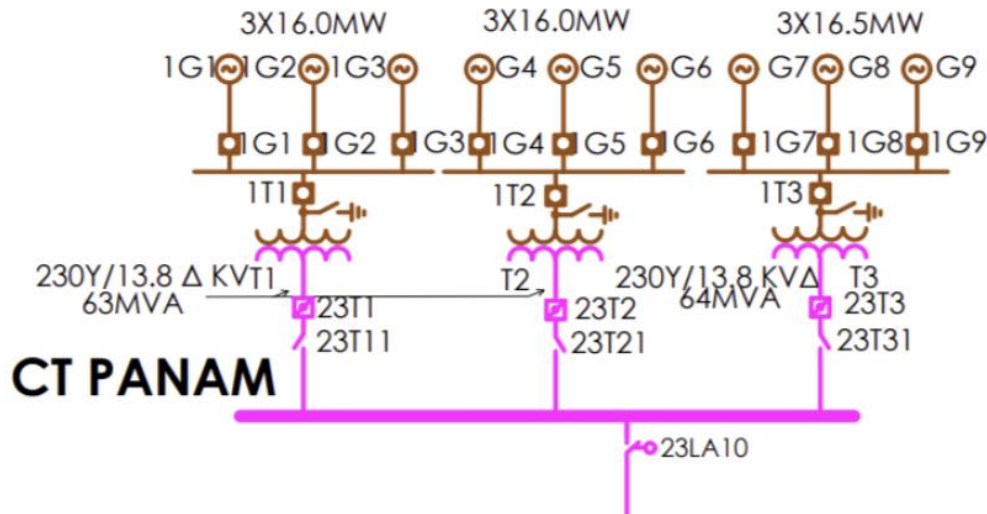
**Figura 24.** Instalaciones propiedad del agente Pan-Am Generating Limited, S.A.



Fuente: “20250701-Nota 112 - CRIE -Solicitud Info Evento PANAM” elaborado por el agente 6GPANAM.

En cuanto a la ubicación física de estas protecciones (véase la Figura 23), el relevador SPAJ141C se encontraba instalado en el cubículo identificado como BAO901 (“switchgear” número 4), mientras que el relevador SPAU320C estaba ubicado en el cubículo BAA901 (“switchgear” número 1). De lo anterior se desprende que la protección de sobrecorriente del lado de media tensión del transformador T1 se encontraba precisamente en el punto de origen del incendio previamente determinado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá.

**Figura 25.** Diagrama unifilar de la subestación PanAm



Fuente: “20250701-Nota 112 - CRIE -Solicitud Info Evento PANAM” elaborado por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM).

Finalmente, tomando en consideración que las protecciones previamente mencionadas fueron destruidas en su totalidad por el incendio, según lo señalado y evidenciado por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) en el marco de la investigación, y que, en consecuencia, no fue posible interrogarlas para verificar su actuación, resulta razonable que, a partir del análisis de la secuencia de los hechos y de la información técnica disponible, en particular el Informe “Investigación de Incendio suscitado el 15 de marzo de 2025 en la Central Termoeléctrica PanAm”, elaborado por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá, así como el “Reporte de la Operación de las Protecciones del Evento No. 96 del 15 de marzo de 2025”, elaborado por el referido agente, se determine que en efecto el origen del suceso corresponde a una falla interna accidental en el “switchgear” número 4, asociado al medio de desconexión del transformador T1 en el nivel de 13.8 kV.

Asimismo, se verificó y documentó que el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), bajo la supervisión del CND-ETESA, planificó e inició la ejecución de un plan de retorno progresivo a la disponibilidad de la Central Termoeléctrica PanAm y de la subestación PanAm.

En ese contexto, y considerando que, como se analizó previamente, las acciones emprendidas por parte del CND-ETESA con posterioridad al evento se enmarcan en lo establecido en la Regulación Regional, particularmente en lo relativo a las inspecciones técnicas que pueden realizarse a instalaciones propiedad de agentes del mercado, conforme a los literales c) y d) del numeral 5.6.1.1 del Libro III del RMER, se estima necesario instruir al CND-ETESA para que remita al EOR y a esta Comisión el informe técnico correspondiente a la inspección final de las instalaciones de la Central Termoeléctrica PanAm y de la subestación PanAm. Dicho informe deberá incluir las medidas o acciones implementadas por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), con el fin de evitar la ocurrencia de sucesos similares a los registrados el 15 de marzo de 2025 en las referidas instalaciones.

Lo anterior, en atención a que el CND-ETESA, mediante la nota ETE-DCND-GOP-PCP-005-2026, de fecha 6 de enero de 2026, informó al EOR sobre la realización de dicha inspección, lo cual fue posteriormente notificado a esta Comisión en el marco de la investigación.



## **FACTORES ADICIONALES CON POSIBLE IMPACTO EN LA EVOLUCIÓN DEL EVENTO OCURRIDO EN EL ÁREA DE CONTROL DE PANAMÁ**

Con base en la información aportada por las entidades involucradas en el marco de la investigación, se presentan a continuación, los aspectos más relevantes relacionados con factores adicionales que posiblemente influyeron en la evolución del evento ocurrido el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), en el área de control de Panamá, así como la documentación asociada a las medidas correctivas adoptadas por dichas entidades:

- El EOR, en el documento “Anexo III.-Informe final EOR Evento del 15-mar-2025\_221629h\_vFinal - Actualizado 01-jul-2025”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(…) Dado a que el arco eléctrico y el incendio generaron en un inicio una falla de alta impedancia (no franca) generando poca corriente de cortocircuito, y debido también a los daños ocurridos por el fuego en los equipos de control, sucedió que las protecciones de los transformadores de potencia T1 y T2 a nivel de 230 kV no actuaran, particularmente el interruptor 23T1 no abrió, lo que plantea la posibilidad de que la falla haya permanecido conectada al sistema eléctrico de Panamá a través de la LT 230 kV PanAm – Chorrera.”.*

*“Debido a que la Central termoeléctrica PanAm no salió de línea en su totalidad de forma inmediata, y a que los interruptores del lado de 230 kV de los transformadores permanecieron cerrados, no se cumplieron las condiciones necesarias para la activación del esquema local de disparo de carga por pérdida de generación (EDCxPG) el cual está asociado a la central.”.*

*“(…) se observa un incremento en la corriente de la línea 230 kV Chorrera-PanAm (230-11), pasando de aproximadamente 115 a 950 amperios, lo anterior indica que la falla de alta impedancia originada comienza a evolucionar debido a la degradación progresiva de los aisladores afectados por el arc-flash. // (...) se observa que la corriente en la línea de transmisión 230 kV Chorrera-PanAm (230-11), experimenta otro aumento, elevándose de 950 a aproximadamente 1655 amperios, la cual se mantuvo durante algunos minutos sin que se activara protección alguna por no ser todavía una falla franca. Sin embargo, tampoco se menciona por parte del CND-ETESA si se activaron o no (si existen) protecciones de sobrecorriente temporizadas en las líneas de 230 kV de la subestación Chorrera.”.*

*“(…) se observa que la corriente en la línea 230 kV Chorrera-PanAm (230-11) aumenta instantáneamente desde 1655 amperios hasta un pico máximo de 6116 amperios, por lo que la falla evoluciona de alta impedancia a una falla franca, lo anterior debió ocurrir dado que los aisladores ya deben haber cedido completamente por el fuego; en este punto la falla es detectada por el relé de distancia de la subestación Chorrera en zona 2, la cual es liberada correctamente en 250 milisegundos (…)”.*

*“Con base en que el evento que nos ocupa fue confinado a una sola área de control, sin afectaciones a las demás áreas de control del SER, las acciones o medidas deben ser de tipo interna, entre el OS/OM de Panamá y los Agentes involucrados identificados por dicho OS/OM, por tanto: // (...) c) El OS/OM de Costa Rica revisó y reajustó su esquema de respaldo ECS en la LT 230 kV Cahuita – Changuinola, debido a que se detectó que su umbral estaba en 60.20 Hz, que para este evento en particular resultó oportuno. El ajuste del umbral de frecuencia ya se confirmó en 60.25 Hz por parte del OSOM de Costa Rica. (…)”.*

- El DOCSE-ICE, en el documento “EVENTO-CRI\_2025-03-15-2228”, concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“Luego del análisis realizado, se determinó que el esquema de protección SPECR-P operó en 60.20 Hz en una de las tres líneas de la interconexión Costa Rica – Panamá, específicamente en la LT 230 kV Cahuita – Changuinola. Esta situación ya fue corregida por el agente transmisor, quien aplicó los cambios el 28 de marzo del año en curso [2025] según la parametrización acordada. En las LT 230 kV Río Claro – Progreso y Río Claro – Dominical, el esquema de protección actuó correctamente, según lo previsto. (...) // Reajuste del esquema de protección SPECR-P en la LT 230 kV Cahuita – Changuinola. El ajuste del umbral de frecuencia se confirma en 60.25 Hz, según lo acordado.”.*

- El EOR, mediante el documento “Anexo II.- 2010-198-2026”, informó a esta Comisión en el marco de la investigación, lo relacionado a la “(...) Justificación técnica que sustente por qué el umbral de frecuencia del Esquema de Control Suplementario de respaldo, instalado en las interconexiones entre las áreas de control de Costa Rica y Panamá, se encontraba previamente ajustado a un valor de 60.20 Hz en la línea de transmisión de 230 kV Cahuita – Changuinola.”:

*“En referencia al evento del 15 de marzo del 2025, con relación a la salida de la Línea de Transmisión Cahuita – Changuinola y, en lo que respecta al ajuste de sobre frecuencia que debe estar en 60.25Hz, se ha hecho la verificación que tal valor actualmente se encuentra en los equipos de protección respectivos. Esta labor fue realizada por parte de personal de Protección y Medición, según lo solicitó el DOCSE en la nota en referencia. // Es importante destacar que, posterior a la implementación del nuevo ajuste, el relevador fue sustituido sin que se cargara inicialmente el parámetro correcto señalado en la nota técnica de octubre 2022. No obstante, el parámetro fue posteriormente corregido y modificado al valor requerido, tal como consta en el informe del evento. Actualmente, el ajuste se encuentra*

*debidamente establecido en 60.25 Hz, conforme a las especificaciones técnicas y normativas aplicables. // Cabe mencionar, que esta línea está actualmente siendo monitoreada por el Gestor Nacional de Protecciones, el cual lleva registro de intervención e historial de modificaciones. A la fecha del evento, aún estaba en etapa de implementación. ”.*

- El CND-ETESA, en el documento “Informe Final del Evento PAN\_15mar\_2228\_0958\_v2.1”, describió y concluyó, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“El evento del sábado 15 de marzo de 2025 fue originado por una falla eléctrica que tuvo como origen físico un ‘arc flash’ (relámpago de arco) en la barra de 13.8 kV en la Subestación PanAm, generando un incendio que destruyó el sistema de control y protección local al igual que la comunicación entre la Subestación PanAm y el Centro Nacional de Despacho (CND), donde se registra la apertura del interruptor IT1 asociado al transformador T1 de la Subestación PanAm del lado de 13.8 kV, desconectando inmediatamente las unidades G1, G2 y G3 de la central PanAm. // Tras generarse un incendio en el cuarto de control de media tensión, el cual se extendió y destruyó el cableado de control y comunicación en las canaletas que alimentan la baja tensión de los transformadores de potencia T1 y T2 de la Subestación PanAm, impidió una operación normal de protecciones locales y los interruptores a nivel de 230 kV, en particular el 23T1 asociado al transformador T1 de la Subestación PanAm del lado de 230 kV. (...)”.*

- El EOR, en el documento “Anexo II.-Requerimiento informacion [sic] adicional CRIE evento 15032025”, manifestó lo siguiente con relación a los “(...) Registros cronológicos de las medidas operativas instruidas al Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (CND-ETESA) y a los demás OS/OMS antes, durante y después del evento, incluyendo toda evidencia documental de las comunicaciones realizadas por el EOR con las entidades involucradas, conforme a la operación técnica y jerárquica del MER.”:

*“Condiciones previas // (...) A las 22:16 se registra reducción de aproximadamente 65 MW, que, a las 22:19 había sido ajustada a su valor programado con las reservas de regulación automática con la que contaba el área de control de Panamá, el área de control contaba con 186 MW para subir y 172 para bajar. Esta desviación queda registrada y notificada por CND-ETESA como pérdida de generación de planta Pan Am. En su informe diario de operación. // De igual manera a las 22:26 el CRCT registro [sic] una nueva variación de aprox. 55 MW en déficit que indicaba una clara tendencia a su recuperación a las 22:27 horas. // A las 22:28:16 se registra un claro desbalance en exceso de potencia en el área de control de Panamá la cual a las 22:28:23 (siguiente muestreo SCADA) se produce un déficit de generación (...) // Puede indicarse que previo al evento el sistema eléctrico Regional se encontraba en estado normal de operación, por lo que no se consideró ninguna medida operativa que haya debido tomarse, dado que las respuestas de regulación se encontraban dentro de los parámetros normales de operación.”.*

*“**Condiciones Durante** // A las 22:28:15 se registra [sic] valores en tiempo real de frecuencia de 60.25 HZ con flujos de potencia en la interconexión entre Costa Rica-Panamá que alcanzaron valores instantáneos de inyección de potencia al SER cerca de los 431 MW. Estas condiciones producen la operación automática del [esquema] control suplementario [de respaldo], que desconecta la interconexión entre Costa Rica y Panamá. // A las 22:28:16 Luego de la pérdida del enlace entre Costa Rica y Panamá se invierten los flujos de potencia alcanzando los 482 MW en interconexión México-Guatemala Y de manera inmediata se registra el abatimiento de voltaje en sub Estación Tapachula (México), la cual se materializan las condiciones de operación del EDALTIBV desconectando en la Sub Estación los Brillantes de la interconexión México hacia Guatemala, aunque el abatimiento de la frecuencia que alcanza los 59.33 solo Costa Rica reporto [sic] desconexión 26.3 MW de carga del esquema.”.*

*“**Después del evento** // De acuerdo con el protocolo de comunicaciones y la guía de restablecimiento el CRCT identifica mediante el sistema de adquisición de Datos Regional, la emergencia es originada en el área de control de Panamá, por lo que ya a las 22:29 todas las áreas de control del SER son informadas de la magnitud del evento. Quedado [sic] EOR pendiente de recibir la información por parte del CND-ETESA los detalles complementen la desconexión múltiple de elementos de transmisión registradas durante el evento. // Según registros SCADA Regional es a partir de las 22:28:27 el área de control de Panamá se encuentra en un proceso perdida [sic] súbita de generación y carga con eminente colapso del sistema al perder cerca de 1550 MW de generación. // (...) A partir 22:28 horas, del día 15 marzo, el EOR instruye acciones operativas de ajustes a los intercambios programados cancelando los programas provenientes de Panamá a todas las áreas de control, recuperándose gradualmente conforme las condiciones operativas lo permitieron.”.*

- El EOR, en el documento “Anexo II.-Requerimiento información [sic] adicional CRIE evento 15032025”, concluyó lo siguiente con relación al “(...) Análisis detallado del Error de Control de Área (ACE) en las áreas de control del Sistema Eléctrico Regional (SER), el cual deberá incluir, entre otros aspectos, los valores del ACE registrados en un período mínimo de 10 minutos antes y 10 minutos después del evento, con estampa de tiempo no mayor a 4 segundos, así como las conclusiones sobre el comportamiento de la reserva para regulación secundaria de frecuencia en cada área de control del SER antes, durante y después del evento.”:

*“(...) no se aprecia anormalidad previa de desviaciones que no hayan podido ser corregidas por el control automático de generación. // (...) Los registros cronológicos observados previamente al evento no indican estados anormales de operación, dado que muestran una respuesta adecuada de control automático del AGC, incluso frente al disparo de las unidades generación en Planta Pan Am a las 22:16 Horas.”.*

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081”, remitido por el

EOR a esta Comisión en el marco de la investigación, señaló, entre otros aspectos, lo siguiente:

*“(...) el evento registrado en nuestra central correspondió a una falla interna localizada en el cuarto de media tensión, la cual fue contenida y despejada en tiempos técnicamente aceptables gracias a la actuación de las protecciones instaladas. En consecuencia, no se produjo un cortocircuito sostenido ni extendido en la red de 230 kV. Este evento no produjo una falla sostenida en la red de 230 kV ni fue, por sí mismo, el detonante del colapso del Sistema Interconectado Nacional (SIN). (...).*

*“(...) A medida que el fuego fue evolucionando, así mismo fue destruyendo todo el cableado de control y comunicación. El fuego avanzó quemando los cables del lado de baja de los transformadores T1 y T2, y como un soplete de alta temperatura afectó los aisladores y equipos externos al tanque de los transformadores, provocando fallas en estos y un estado de incomunicación de PANAM con el CND. // En este estado de cosas, la protección de distancia de la Línea 230-11 actuó en la Subestación Chorrera, en Zona 2, 200 milésimas de segundo después de haber sido detectada en la subestación de PANAM. (...).*

*“**EQUIPO FALLADO:** // Inicialmente se da una falla en la barra de 13.8 kV o algún interruptor de 13.8 kV, del lado de baja del transformador T1. Posteriormente, se da una destrucción de los cables de potencia entre la barra y los transformadores T1 y T2 y de componentes externos a los transformadores. // Fecha de inicio: 15-marzo-25, Hora inicio: 23:16 // Fecha de finalización: 15-marzo-25, Hora de finalización: 23:28”.*

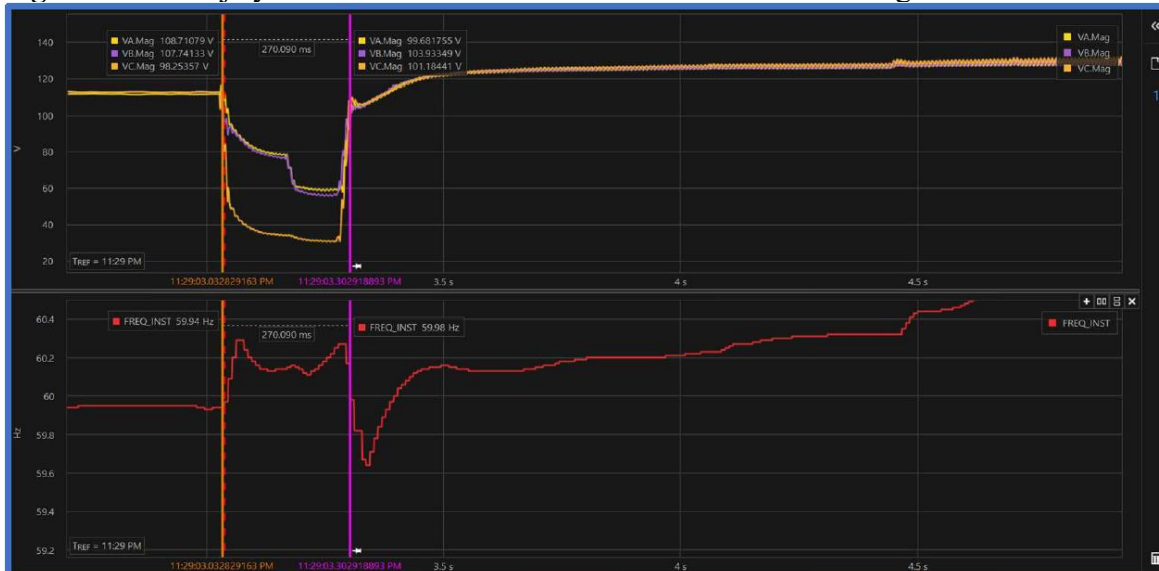
*“**Secuencia de eventos internos a PANAM:** // 1. Apertura del interruptor IT1 asociado al transformador T1 en Subestación PANAM. // 2. Apertura de los interruptores de las unidades G1, G2 y G3, debido a apertura de interruptor IT1 en Subestación PANAM. // 3. Disparo de las unidades G4 y G5 por pérdida [sic] de energía en servicios auxiliares de los motores generadores. // 4. Operador en cuarto de control activa disparo de 23T3, 23T2, G7, G8 y G9. // 5. Apertura de interruptores asociados a la línea 230-11 debido a activación la protección primaria SEL-311L en el extremo de Chorrera.”.*

*“**A. Condiciones previas al inicio del evento:** // Antes de las 23:16 del 15 de marzo, las unidades de PANAM I y PANAM II se mantenían en línea a 95% de carga por instrucciones del CND, con la excepción de la unidad G6 que tuvo un disparo a las 22:25 por falla en sensor de velocidad. // **B. Evento:** 23:16 Apertura del interruptor IT1, G1, G2, G3. No se ha determinado que protección disparo el IT1, debido a la magnitud del incendio (cubículos del switchgear completamente destruidos por el incendio) que se propagó unos minutos después de abierto el interruptor IT1, y que se extendió por varias horas hasta la llegada del Cuerpo de Bomberos. // 23:16 Salida de unidades G4 y G5 por pérdida de tensión en servicios auxiliares. // 23:26 Salida de las unidades G7, G8 y G9. // 23:28 Apertura de la línea 230-11 en subestación Chorrera. (...) // **C. Condiciones Post-Evento:** // A las 23:28 se registra apertura de los interruptores 23B52 y 23M52 en subestación Chorrera. // La Línea 230-11 [PanAm – Chorrera 230 kV] queda sin energía a las 23:28. **En***

este momento termina el evento que afectó a PANAM y se da inicio a un nuevo evento sin la participación de PANAM, en el que el SIN continuó durante varios minutos experimentado cierto comportamiento caótico hasta que se dio su colapso. (...) // **D. Conclusiones:** // La evaluación detallada del evento del 15 de marzo de 2025 en la Subestación PANAM revela que la secuencia de disparos y aperturas de interruptores, incluyendo la línea 230-11 manejada por la protección SEL-311L, fue una respuesta localizada a condiciones específicas dentro de la central termoeléctrica PANAM. Estos eventos fueron principalmente provocados por un incendio y las subsiguientes operaciones de protección para mitigar daños adicionales y asegurar la estabilidad de la planta. La afectación observada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), sin embargo, no guarda relación directa con estas incidencias. (...)

**“Conclusión** // Categóricamente se puede entonces afirmar que la falla en el patio de 230 kV de SE PANAM y que fue despejada por la protección primaria SEL-311L en el extremo de Chorrera en tan solo 200 milisegundos no tiene nada que ver con el apagón que se produjo en el Sistema Interconectado Nacional el día 15 de marzo de 2025 y le corresponde al CND investigar qué ocurrió una vez que la falla fue adecuadamente despejada por la protección SEL-311L de propiedad de PANAM de la línea 230-11. // (...) con el propósito de ayudar al CND a esclarecer las razones por las que el SIN colapsa posterior al despeje efectivo de una falla en apenas 250 milisegundos, presentamos una gráfica que se obtuvo de un medidor SMEC del SIN y que muestra claramente cómo se comportaron el voltaje y la frecuencia del SIN ante la falla descrita que fue despejada por la protección SEL-311L de la línea 230-11 en el extremo de SE Chorrera.”.

**Figura 26.** Voltaje y frecuencia en el sistema eléctrico de Panamá luego de liberada la falla



Fuente: “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081” elaborado por el EOR.

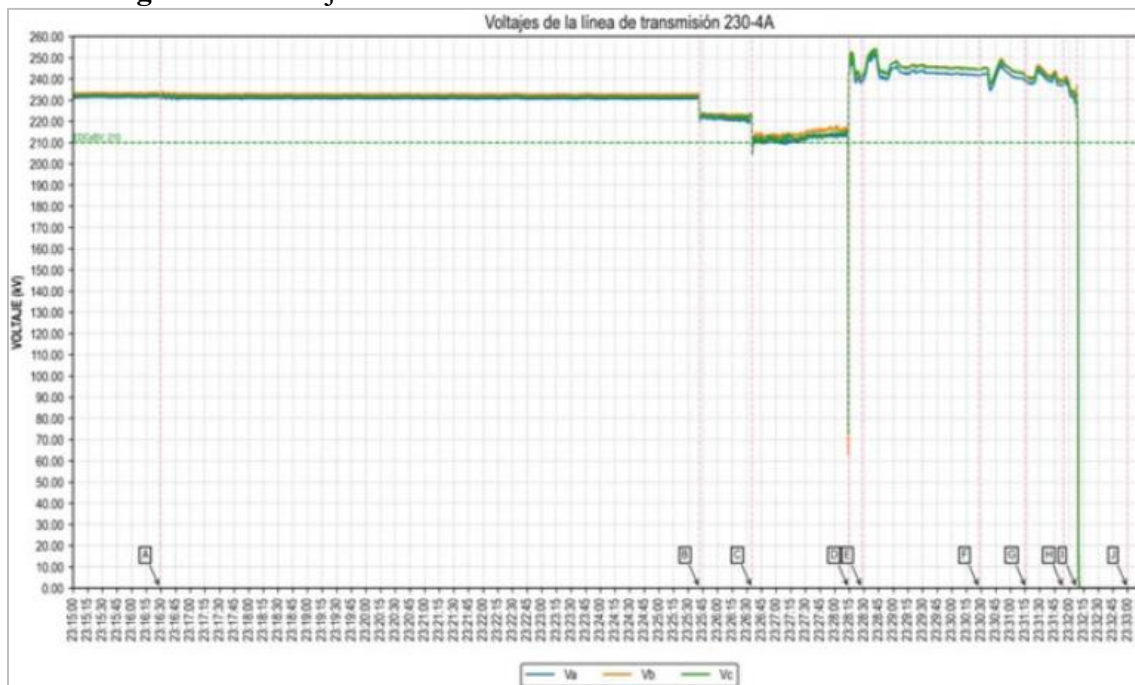
“De este gráfico se aprecia que la falla provoca una depresión de voltaje que se recupera rápidamente (275 milisegundos aproximadamente). Este es un tiempo de despeje de falla que no debe representar ningún riesgo para el SIN,

máxime cuando existen protecciones del sistema de transmisión programadas entre (300 a 400 milisegundos para zona 2), o 200 milisegundos para un fallo de interruptor. (...)”.

**“(...) Para efectos de terminología eléctrica, una ‘Falla’ es una forma de referirse a un cortocircuito. Siendo ese el caso, el SIN no fue ni pudo ser afectado por una ‘Falla’ que duró más de diez minutos. Para efectos del SIN, la única ‘Falla’ que éste pudo percibir fue de 250 milésimas de segundo de duración, ya que las protecciones contra fallas – actuaron correctamente para la falla sucedida el 15 de marzo de 2025.”**

“PAN-AM reitera su posición consistente en que hubo una falla eléctrica y un incendio dentro de los predios de la central termoeléctrica Pan-Am que como consecuencia del desarrollo del incendio llegó a quemar el aislamiento de los cables de 13.8 kV. Esto no ocurrió de inmediato, sino a través de un proceso de destrucción del aislamiento que, indudablemente, pudo causar cortocircuitos de todo tipo -trifásico, fase a fase, fase a tierra- que, al principio no pudieron ser de magnitud elevada, tomado en cuenta que no estaban ocurriendo fallas sólidas y que la impedancia del transformador también las limitaba. Con el transcurso del tiempo, el fuego pudo llegar a los cables del lado de 230 kV del transformador, y entonces la falla pudo elevarse en magnitud y cuando su valor llegó al valor de ajuste de la protección de respaldo, disparó en 250 milésimas de segundo. **Nunca ocurrió, desde el punto de vista del SIN, un cortocircuito permanente que evolucionó a ser más grave sin ser despejado, de forma continua por más de diez minutos.**”.

**Figura 27. Voltaje de la línea de transmisión Panamá – Chorrera 230-4A**



Fuente: “Anexo IV.-20250618-Nota 102-EOR-Resp Nota EOR-GOS-04-06-2025-081” elaborado por el EOR.

*“El gráfico anterior claramente demuestra que el momento en que ocurre un incidente que podría decirse fue percibido en el SIN es el momento que está marcado como ‘B’. La gráfica lo que demuestra es que desde el disparo del IT1, el voltaje se mantuvo inalterado hasta el evento del punto B, lo que sería totalmente incongruente con una falla sostenida desde el disparo del IT1 hasta el colapso total. Es decir, lo que el CND afirma en el Informe Final del CND contradice el gráfico aportado por el mismo CND. // PAN-AM, como lo ha reportado en este documento y en documentos anteriores, siempre ha reconocido que inicialmente hubo un relámpago de arco que causó un incendio en la central termoelectrica Pan-Am, que luego el mismo incendio avanza causando posiblemente fallas de todo tipo, monofásicas, bifásica o trifásicas, de magnitud inicialmente de un valor que resultó estar por debajo de los valores de los ajustes de los esquemas de protección en el sistema de 230 kV. Luego cuando la falla se elevó a un valor detectable, dicha falla fue despejada en 250 milésimas de segundo. // (...) La falla inicial que originó la apertura del interruptor IT1 corresponde a la marca ‘A’ en el gráfico no alteró el voltaje. Solo al llegar al punto ‘B’ se produce un valor de falla más elevado que estimamos ha de relacionarse con la destrucción del cableado de 13.8 kV y la afectación externa, por el fuego, de los cables y equipos del lado de 230 kV del transformador. Esta falla en los cables se produce porque el incendio del ‘switchgear’ se propagó a los cables alojados en el vigaducto, el cual actuó como una especie de chimenea por la que circuló el fuego y los gases calientes originados en el incendio. // (...) Obsérvese que a partir del punto B el voltaje cayó (es decir, no venía cayendo gradualmente como pretende hacer ver el CND) a 220 kV. Eso es 0.96 pu, en la barra de Chorrera 230 kV, y ese voltaje representa una condición, no solo posible sino además completamente manejable. Sería absurdo pensar que ese es el mismo voltaje que existe en el resto de la red. Por teoría básica de circuitos y potencia eléctrica, se sabe que a medida que nos alejamos del punto de falla, el voltaje se incrementa. Por ejemplo, obsérvese Subestación Panamá II. // (...) Ahora bien, ¿por qué con esa falla de los cables del TX1 no se produjo operación de la protección ya sea de sobre corriente o diferencial del transformador TX1? La respuesta es que los cables de control también corren por el vigaducto y se quemaron al avanzar el fuego buscando ascender como en una chimenea. Se quemaron los cables de control hacia los interruptores de 230 kV del TX1 y el TX2, por ende, aunque la protección seguramente operó (presumimos que así fue, pero es imposible tener certeza por la condición de estas tras el incendio en cuestión), la señal no podía llegar a su destino. No obstante, hay pruebas de que alguna o ambas protecciones diferenciales de transformador debieron haber actuado, porque la protección por fallo de interruptor estaba accionada cuando se realizó la investigación de los hechos. // La protección de fallo de interruptor era el relevador SEL-487B, lo que puede corroborarse en planos y en la programación que tenía ese relevador. Este relevador era el que debía encargarse de enviar un disparo remoto si detectaba fallo de interruptor ya sea en el 23T1, 23T2 o 23T3, a través del canal de comunicación de los relevadores de línea SEL-311L, y hacer actuar a los interruptores 23B52 y 23M52 de Chorrera al llegar el tono (desde la central termoelectrica Pan-Am) a los relevadores SEL- 311L de subestación Chorrera. Como también hemos explicado, presumimos que este esquema no pudo actuar porque el incendio destruyó la fibra óptica dentro de las instalaciones de la central termoelectrica Pan-Am. // A pesar de todo esto, la*

*protección SEL-311L primaria de la línea 230-11 detectó la falla una vez esta se hizo presente en el sistema de 230 kV, que sí afectó al SIN, pero que fue despejada en apenas 200 milésimas de segundo o 250 milésimas de segundo si se consideran los 3 ciclos de operación en el que opera un interruptor de 230 kV.”.*

- El CND-ETESA, en el documento “4\_Lógica-EDCxPG”, concluyó lo siguiente con relación a la “(...) Información sobre la configuración y actuación durante el evento, del esquema local de desconexión de carga por pérdida de generación (EDCxPG) vinculado a la Central Térmica PanAm.”:

*“La condición de la activación del EDCxPG de la CT Pan Am se realizará con la salida de todas las unidades de Pan Am, es decir, de la G1 @ G9. Las otras condiciones son la apertura de los tres (3) interruptores de 230 kV, 23T1, 23T2 y 23T3 y la apertura de los tres (3) interruptores de 13.8 kV, 1T1, 1T2 y 1T3, correspondientes al lado de baja de los transformadores de potencia T1, T2 y T3 respectivamente, ninguna de las condiciones mencionadas se presentó durante el evento No. 096. En el caso de las unidades, al momento de la salida de los generadores G1, G2 y G3 no se cumple la condición de activación del EDCxPG Pan Am, ya que quedaron en línea las unidades G4 y G5 saliendo instantes después, no obstante, al momento de la salida de las unidades G4 y G5 se mantenían las unidades G7, G8 y G9 las cuales salen a las 23:26 según reporte de Pan Am de la Gerencia de Operaciones, página 4 de 5. Por otro lado, los tres (3) interruptores de 230 kV no estuvieron abiertos a la vez e igual sucedió con los interruptores de 13.8 kV del lado de baja tensión de los transformadores de potencia. // La distribuidora ENSA en su informe del evento No. 096, indicó que ‘el esquema de desconexión de carga por pérdida de generación en la central de PANAM se encontraba habilitado en SE Monte Oscuro y SE Tinajitas’ y que ‘según las protecciones de las líneas 115-10 y 115-9 que reciben el tono se evidencia que este esquema no operó en estos dos eventos, debido a que las protecciones asociadas no recibieron el tono’, el cual es generado en CT Pan Am y se recibe en SE Panamá para difundirse hacia las SE Monte Oscuro y SE Tinajitas. // De acuerdo con lo antes indicado, no hubo condiciones para la actuación del EDCxPG de CT Pan Am.”.*

- El CND-ETESA, mediante los documentos “6\_Gira Técnica 1 Central PanAm\_Mar 2025” y “6\_Gira Técnica 2 Central PanAm\_Mar 2025”, remitió a esta Comisión, en el marco de la investigación, los registros fotográficos y los comentarios asociados que constituyen evidencia de las inspecciones técnicas realizadas en la Central Termoeléctrica PanAm y en la subestación PanAm los días 17 y 19 de marzo de 2025, respectivamente:

*“Fecha de la visita técnica: 17/03/2025 // En seguimiento a las fallas presentadas con el evento del apagón nacional del pasado 15 de marzo a las 23:16 horas, se realizó visita técnica del CND a la Central Térmica PanAm, algunos días después de que se controlara el incendio, para documentar la magnitud de la falla que fue reportado pudo iniciar en el Cuarto de Interruptores de Media Tensión de la Etapa I. // Al llegar al sitio, fuimos*

*notificados que no era posible inspeccionar las áreas del siniestro debido a que el personal del BCBP tenían el área acordonada y estaba realizando investigación del origen del fuego y cobertura total del mismo. En sitio había personal de la central y representantes del BCBP, Ministerio de Salud, SINAPROC, etc. No había suministro de energía eléctrica por el lado de EDEMET pero la alimentación eléctrica en las secciones no afectadas por el incendio era a través del generador de emergencia diésel existente en las instalaciones. // Desde la parte externa de Casa de Máquinas y de la Subestación PanAm pudimos apreciar que el daño por el fuego afectaba además del cuarto de interruptores de 13.8 KV, todas las oficinas administrativas de la central, la cafetería, el pasillo de la escalera principal y la Sala de Control, así como también logramos apreciar daño severo en el transformador T1 en la sección de las barras de 13.8 KV y su cableado trifásico de potencia. // Preliminarmente, se estima indisponibilidad total de la central por lo que resta del mes de marzo 2025, hasta tanto el agente confirme su condición operativa con el informe del evento (IE #96 de 2025)”.*

**“Fecha de la visita técnica: 19/03/2025** // En continuidad a la inspección realizada el pasado 17/03/2025, por el evento del apagón nacional del 15 de marzo a las 23:16 horas, se realizó una segunda inspección técnica del CND al área afectada de la Central Térmica PanAm, luego que el BCBP permitió el acceso al área del siniestro. En esta ocasión se reforzó el equipo de protección personal (EPP) con guantes y mascarillas respiratorias debido a la condición de confinamiento y calidad del aire del área afectada. // Al llegar al sitio, tuvimos que esperar que concluyera la inspección del personal de la Aseguradora de PanAm para iniciar nuestro recorrido. También había personal contratista trabajando en la recuperación de la información de las protecciones eléctricas ubicadas en la Sala de Control y del Cuarto de interruptores de Media Tensión. También, había personal tratando de arrancar el servidor principal ubicado en el edificio contiguo y recuperar los últimos registros. // No se pudo acceder el cuarto de interruptores de 13.8 KV por los daños evidentes de su infraestructura, pero si logramos revisar todas las oficinas administrativas de la central, la cafetería, y la Sala de Control, donde se pudo comprobar que el daño por la radiación de calor fue total y muy severa. Es de nuestra impresión que el personal salvó milagrosamente su vida al retirarse a tiempo de estos recintos por las salidas de emergencia cuando inició el incendio. // Recorrimos la Subestación PanAm y se pudo comprobar que el transformador de potencia T1, su cableado trifásico de 13.8 KV, así como todos los cables de medición y/o control quedaron dañados por el evento. Las bandejas de cableado subterráneos eran comunes para los transformadores T1 y T2, por lo cual sólo las pruebas eléctricas durante la investigación podrán confirmar los equipos y componentes que requieran ser remplazados. El transformador de potencia T3 tiene probabilidad de recuperación considerando que su cableado sigue otro recorrido diferente al cuarto de interruptores de media tensión de la Etapa II, sin embargo, también dependerá de los resultados de las revisiones que le sean practicadas. Se pudo apreciar en la inspección de la Subestación PanAm, lado 230 KV, que los interruptores 23T1 y 23T2 estaban en condición cerrada y el 23T3 en condición abierto. // El CND se mantendrá a la espera del informe técnico por parte del agente para conocer los detalles que describa y explique el evento ocurrido.”.

- ETESA, en el documento “IE96\_15marzo2025”, manifestó lo siguiente con relación a “(...) *Cualquier información adicional relacionada al evento regional del 15 de marzo de 2025, que resulte relevante para la investigación de oficio.*”:

*“Como información complementaria, se descargó la oscilografía del registrador de disturbios de la SE Panamá III con el objetivo de visualizar el comportamiento del SIN ante la ocurrencia de la falla. (...) la falla de la central térmica Pan-Am vista desde las líneas salientes de SE Panamá III tiene una duración de 200 ms. (...)”.*

- El agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), en el documento “20250701-Nota 112 – CRIE -Solicitud Info Evento PANAM”, manifestó lo siguiente con relación a la “(...) *Explicación técnica de por qué no salieron de operación las demás unidades de la Central Térmica PanAm tras el incendio inicial.*”:

*“Con relación a la salida de las unidades de la central PAN-AM, podemos confirmar que ante la primera falla eléctrica en la barra de 13.8 kV del transformador T1, se desconectan las unidades PAMG1, PAMG2 y PAMG3, aproximadamente diez (10) segundos después salen de línea las unidades PAMG4 y PAMG5, no por falla eléctrica, sino por la pérdida de la alimentación de los servicios auxiliares. En el caso de las unidades PAMG7, PAMG8 y PAMG9, en los registros de las cámaras del Cuarto de Control se puede observar cuando el Operador de Turno da orden de apertura manual al interruptor IT3 segundos antes de desalojar el lugar para salvaguardar su vida. Si no existió una falla eléctrica en la barra de 13.8 kV del transformador T3 no habría motivos para el disparo de las unidades. Por tanto, si no se detectó falla eléctrica, las unidades no debían salir por acción de protecciones. (...)”.*

En el mismo documento, el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), manifestó lo siguiente con relación a la “(...) *Información sobre la configuración y actuación durante el evento, del esquema local de desconexión de carga por pérdida de generación (EDCxPG) vinculado a la Central Térmica PanAm.*”:

*“En general, el EDCxPG verifica el estatus de los interruptores de la central PAN-AM y envía orden de disparo a la carga destinada a la desconexión. Es importante aclarar que para que el EDCxPG se encuentre operativo, el Despachador del CND debe habilitar una señal dependiendo de los montos de generación de la central PAN-AM., es decir, si se dan condiciones de salida de las unidades de PAN-AM pero el EDCxPG no fue habilitado por el Despachador del CND, el mismo no operaría. Para este evento, desconocemos si el esquema estuvo habilitado, ya que no es responsabilidad de PAN-AM su supervisión, operación, control, habilitación o inhabilitación, de hecho, PAN-AM no recibe retroalimentación de alarmas sobre el esquema. // El Informe Final del Evento 096 del CND hace un análisis del esquema (pág.73) donde se concluye que no se dieron las condiciones para su operación, pero no aclara si el EDCxPG se encontraba activo por parte del Despachador del CND.”.*

- El CND-ETESA, en el documento “ETE-DCND-GOP-PCP-005-2025”, manifestó lo siguiente con relación al “(...) Estado actual del seguimiento y coordinación a las medidas correctivas y preventivas a adoptar por el Agente PanAm para mitigar la ocurrencia de este tipo de fallas.”:

*“(...) El Agente PanAm Generating Ltd, S.A., ha tomado una nueva medida preventiva consistente en la evaluación e implementación de un ajuste adicional de protección de sobrecorriente en el relevador SEL-311L como respaldo en el extremo en subestación Chorrera, con el objetivo de cubrir eventuales fallas hasta la barra de 13.8 kV de la Central Termoeléctrica PANAM. // (...) Esta medida surge a raíz del evento ocurrido el 15 de marzo de 2025, en el cual una falla en la barra de 13.8 kV provocó un incendio que dejó inoperativas las protecciones locales, situación considerada como un evento de fuerza mayor. // El agente incluyó ajustes de falla a tierra en la barra de 13.8 kV y Falla de fase-fase en la barra de 13.8 kV además, si esta falla estuviera ubicada en la zona diferencial del 87T3, tiene que ser despejada en primera instancia por esa protección en tiempo instantáneo. // Establecieron ajustes de pick up de la nueva protección de respaldo de sobre corriente que se habilitaría en los relés de la subestación Chorrera y determinaron cuál sería un valor seguro que permitiría a PANAM en todo momento exportar su potencia máxima. Se habilitará direccionalidad forward (mirando desde la subestación Chorrera hacia la Central PANAM), para evitar operaciones para fallas en las líneas del SIN, cuando las 9 unidades estén en línea.”.*

## **Análisis CRIE**

Esta Comisión, en lo que respecta al análisis vinculado a factores adicionales que posiblemente incidieron en la evolución del evento del 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), desde la ocurrencia del arco eléctrico en la subestación PanAm hasta el colapso de voltaje en el área de control de Panamá, ha ejercido, como a lo largo de la investigación, con base en el literal a) del numeral 2.2.1 del Libro IV del RMER, sus funciones de supervisión, evaluación y análisis de la conducta de las entidades directamente involucradas en el referido evento.

Lo anterior, con el propósito de identificar comportamientos o actividades que pudieran constituir indicios de posibles incumplimientos a la Regulación Regional, bajo la premisa de que, conforme a lo dispuesto en el artículo 23 del Segundo Protocolo, los agentes del mercado, los OS/OMS y el EOR están obligados a acatar, sujetarse y cumplir con lo dispuesto en dicha regulación.

En ese sentido, antes de abordar los aspectos relevantes adicionales a los ya examinados previamente en la investigación y que implicaron, por parte de las entidades directamente involucradas, la realización de análisis, evaluaciones y/o implementación de medidas correctivas y preventivas, resulta pertinente señalar que, en lo que respecta a la ocurrencia de dicho evento, esta Comisión examinó el actuar del EOR con base en una de las responsabilidades que le atribuye el literal i) del numeral 1.5.3.2 del Libro I del RMER, en el cual se establece que es responsable de dirigir y coordinar la operación técnica regional.

Particularmente, con relación a las actuaciones posteriores al evento en cuestión, se configuraron las responsabilidades específicas del EOR previstas en los subincisos iv. y v. del referido literal, relativas a la coordinación de investigaciones de eventos en el SER, incluyendo la solicitud de información pertinente a los agentes del mercado y a los OS/OMS involucrados, así como de los resultados de sus evaluaciones y análisis desarrollados.

De manera complementaria, en lo que respecta al actuar del CND-ETESA y del DOCSE-ICE, en su calidad de OS/OMS de las áreas de control de Panamá y Costa Rica, respectivamente, se ha verificado que ambos han comunicado a sus agentes del mercado, en el marco de la ocurrencia del evento y del correspondiente informe final elaborado por el EOR, así como en el contexto de la investigación, la información consignada por el Operador Regional. De igual forma, dichos OS/OMS han remitido al EOR la información proporcionada por sus respectivos agentes del mercado, en cumplimiento de lo dispuesto en los literales j) y k) del numeral 1.5.4 del Libro I del RMER.

Lo anterior ha permitido no solo la comunicación de las instrucciones emitidas por el EOR conforme la operación jerárquica del MER establecida en la Regulación Regional, sino también la recopilación de evidencias documentales relacionadas principalmente con la adopción de acciones y medidas correctivas y preventivas orientadas a evitar la recurrencia de situaciones similares a las presentadas durante el evento analizado.

Adicionalmente, esta Comisión ha verificado el cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 5.5.2.1 del Libro III del RMER, en lo relativo a la responsabilidad del CND-ETESA, en su calidad de OS/OM del área de control donde ocurrió el evento, de suministrar al EOR la información necesaria para el esclarecimiento de sus causas. Para ello, dicho OS/OM recabó la información pertinente de los agentes involucrados, entre ellos Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA) y ETESA.

Entrando en materia de los aspectos adicionales analizados, resulta pertinente abordar, en primer término, lo relacionado con la no actuación de las protecciones asociadas a los interruptores de 230 kV de la subestación PanAm identificados como 23T1 y 23T2, vinculados a los transformadores T1 y T2 (véase la Figura 25). La no apertura de dichos interruptores habría impedido que la falla asociada al incendio se liberara con mayor antelación en el nivel de 230 kV de la referida subestación.

Al respecto, según la documentación proporcionada por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) y el CND-ETESA en el marco de la investigación, el cableado de potencia y el cableado de control de los transformadores T1 y T2 se encontraban dispuestos en un mismo vigaducto<sup>(4)</sup> de transporte, lo que ocasionó que el incendio consumiera ambos tipos de conductores y, en consecuencia, se inhibiera la actuación de las protecciones asociadas a los interruptores 23T1 y 23T2, respectivamente.

---

<sup>4</sup> Vigaducto: estructura o canalización, generalmente subterránea, diseñada para albergar y proteger los cables de potencia y control (media o baja tensión) que entran o salen de los transformadores y celdas. Facilita la ordenación, protección mecánica y gestión del cableado subterráneo, mejorando la seguridad y el mantenimiento en la subestación.

Esta situación fue validada por el CND-ETESA en las inspecciones técnicas realizadas en marzo de 2025, las cuales permitieron verificar la destrucción del cableado antes mencionado, así como la permanencia en estado cerrado de los referidos interruptores como consecuencia de la no operación de sus protecciones. Asimismo, el OS/OM del área de control de Panamá verificó que únicamente el interruptor 23T3, asociado al transformador T3, se encontraba abierto, dado que dicho transformador no se vio afectado por el incendio, ya que sus respectivos cableados de potencia y de control eran independientes de los correspondientes a los transformadores T1 y T2. No obstante, aunque la apertura del interruptor 23T3 sí logró concretarse, ello no permitió la liberación de la falla en el nivel de 230 kV de la subestación PanAm, debido a la permanencia en estado cerrado de los interruptores 23T1 y 23T2.

Por su parte, el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) informó, en el respectivo plan de retorno progresivo de la Central Termoeléctrica PanAm, la implementación en el mediano plazo, como acción correctiva y preventiva ante eventuales escenarios similares, de la separación de las canalizaciones destinadas a los cables de potencia y a los cables de control de los transformadores instalados en la subestación PanAm.

Otro aspecto operativo que se presentó durante la evolución del evento analizado, y que se relaciona, según lo señalado por el CND-ETESA, con la no apertura de dos (2) de los tres (3) interruptores del nivel de 230 kV de la subestación PanAm debido a los inconvenientes previamente expuestos vinculados al incendio en dicha subestación, es la no actuación del Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación (EDCxPG) vinculado a la Central Termoeléctrica PanAm.

Lo anterior, según lo explicado por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) en relación con la salida de línea de las unidades de dicha central y por el CND-ETESA en cuanto a la configuración y parametrización vigente del referido esquema, obedeció a que no se configuraron las condiciones necesarias para su actuación.

En ese sentido, esta Comisión, si bien ha documentado, con base en la información proporcionada por ambas entidades en el marco de la investigación, que no se cumplieron las condiciones para la activación del EDCxPG vinculado a la Central Termoeléctrica PanAm y que dicho esquema se encontraba habilitado por el respectivo despachador de turno del CND-ETESA, considera pertinente que el CND-ETESA, en coordinación con ETESA y el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), evalúe la factibilidad de, en caso resulte procedente, implementar mejoras en la lógica de actuación del referido esquema de desconexión de carga por pérdida de generación de la Central Termoeléctrica PanAm.

Lo anterior, tomando en consideración que actualmente dicho esquema no contempla criterios dinámicos para su actuación como lo es la posibilidad de operar ante escenarios de pérdida paulatina de generación de la referida central, como ocurrió el 15 de marzo de 2025.

Los resultados de la evaluación respectiva deberán ser remitidos al EOR y a la CRIE. Asimismo, en caso de que se determine la necesidad de realizar ajustes derivados de dicha evaluación, deberá informarse y remitirse el correspondiente plan de trabajo, así como el posterior informe técnico de implementación.

En continuación de los hechos suscitados durante el evento, se señaló en el respectivo informe final elaborado por el EOR, así como en la información remitida por el CND-ETESA al Operador Regional en el marco de la elaboración de dicho informe, que la corriente a través de la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11 presentó un incremento progresivo asociado a la degradación paulatina de los aisladores ubicados en la subestación PanAm como consecuencia del incendio.

En ese contexto, el EOR indicó en su informe final que el CND-ETESA no comunicó, durante la elaboración de este, si se activaron o no, o incluso si existen, protecciones de sobrecorriente temporizadas en la referida línea de transmisión.

Posteriormente, el CND-ETESA informó al EOR, y este a su vez a esta Comisión, sobre la evaluación de la implementación de un ajuste adicional de protección de sobrecorriente en el relé que originalmente liberó la falla inicial mediante la actuación de la protección de distancia en zona 2 de la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera, con apertura en el extremo de la subestación Chorrera.

En ese sentido, considerando que el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), según lo informado por el CND-ETESA, ya ha emprendido las acciones para evaluar la implementación de la referida protección de sobrecorriente en la línea de transmisión de su propiedad, esta Comisión considera pertinente que se informe tanto a la CRIE como al EOR, mediante el informe técnico correspondiente, sobre los resultados de dicha evaluación y, en caso de aplicar, sobre su implementación efectiva.

En lo que respecta al Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) regional, tanto en el informe final del evento elaborado por el EOR como en la información remitida a esta Comisión por las entidades involucradas en el marco de la investigación, no se identificaron aspectos relacionados con actuaciones incorrectas o no deseadas de dicho esquema.

Únicamente se hace la salvedad de que la actuación parcial del EDACBF en el área de control de Costa Rica obedeció al comportamiento de la frecuencia en dicha área, la cual no evolucionó de manera uniforme durante el evento. Como consecuencia, se activó únicamente la primera etapa del esquema, provocando la desconexión de carga en aquellos circuitos de distribución en los que la frecuencia sí descendió por debajo de 59.3 Hz. Según lo concluido y evidenciado por el EOR en el respectivo informe final del evento, este comportamiento se asocia a una actuación correcta del referido esquema regional, en función de la evolución de la frecuencia en el área de control de Costa Rica durante el evento.

Por otro lado, en el contexto de las acciones posteriores al referido evento, el DOCSE-ICE efectuó una revisión de los ajustes del umbral de frecuencia del Esquema de Control Suplementario de Respaldo instalado en las tres interconexiones entre Costa Rica y Panamá, identificando que, en el caso de la interconexión de 230 kV Cahuita – Changuinola, el valor configurado para dicho umbral se encontraba en 60.20 Hz.

En ese sentido, en el marco de la investigación y durante la elaboración, por parte del EOR, del informe final del evento, se verificó que el valor correcto para la configuración y parametrización de este esquema de respaldo corresponde a 60.25 Hz en las tres interconexiones entre Costa Rica y Panamá. En consecuencia, el DOCSE-ICE informó que realizó el ajuste posterior de dicho parámetro a este valor en la interconexión Cahuita – Changuinola. Por su parte, en las interconexiones de 230 kV Río Claro – Dominical y Río Claro – Progreso, el referido OS/OM confirmó que el umbral de frecuencia ya se encontraba configurado conforme al valor de 60.25 Hz.

Cabe destacar que el DOCSE-ICE informó al EOR, quien a su vez comunicó a esta Comisión en el marco de la investigación, que el relevador asociado a la interconexión Cahuita – Changuinola oportunamente fue sustituido sin que se cargara el parámetro correcto de 60.25 Hz, permaneciendo ajustado al valor previo de 60.20 Hz, lo cual fue identificado con posterioridad al evento.

Al respecto, esta Comisión deja constancia de que la situación descrita evidencia aspectos asociados a la actualización y coordinación operativa de los parámetros del Esquema de Control Suplementario de Respaldo, particularmente con relación a la necesidad de asegurar que cualquier sustitución de equipos o modificación de ajustes mantenga la parametrización aplicable y sea oportunamente coordinada con el Operador Regional, conforme a la operación jerárquica del Mercado Eléctrico Regional. Sin perjuicio de lo anterior, se tuvo conocimiento que dicha condición fue atendida mediante el ajuste del umbral de frecuencia al valor correcto de 60.25 Hz en la interconexión de 230 kV Cahuita – Changuinola, en coordinación con el EOR, por lo que dicha acción correctiva será considerada dentro del análisis integral del evento.

Otro de los aspectos más relevantes identificados en el presente análisis, con base en la información remitida a esta Comisión por el EOR, ETESA y el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), la cual incluyó análisis de la actuación de protecciones, del comportamiento de la reserva para regulación de frecuencia, así como evidencias relativas al comportamiento del voltaje, la corriente y la frecuencia en el área de control de Panamá, permite inferir que la falla inicial del evento correspondió a la ubicada en el nivel de 230 kV de la subestación PanAm, la cual fue liberada, dada su ubicación eléctrica, por la protección de distancia configurada en zona 2 que protege la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera.

Dicha falla fue despejada en la subestación Chorrera aproximadamente 250 milisegundos después de ser detectada por dicha protección. No obstante, al desconocerse si las acciones correctivas implementadas resultan suficientes para evitar la ocurrencia de un evento de igual magnitud, no es posible establecer con certeza si la liberación de la posible falla inicial ubicada en el nivel de 230 kV de la subestación PanAm habría impedido el desarrollo de un evento posterior, eléctricamente distinto y operativamente más complejo, como el registrado el 15 de marzo de 2025.

En ese sentido, en atención a la complejidad del evento ocurrido en el Sistema Eléctrico Regional (SER) el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), y a la necesidad, identificada en la investigación, de profundizar en la verificación de los aspectos que incidieron en su evolución, es recomendable que el EOR realice un análisis técnico y prospectivo, orientado a profundizar en la verificación de los aspectos que incidieron en su evolución.

El objetivo principal de dicho análisis sería determinar si, bajo condiciones actuales, entendidas como aquellas en las que ya se han implementado las acciones correctivas orientadas a mejorar el funcionamiento, selectividad y coordinación de los esquemas de protecciones involucrados, así como bajo condiciones operativas prospectivas, el SER permanecería estable o, al menos, se evitaría el colapso de voltaje en el área de control de Panamá. Asimismo, el estudio tendría como finalidad validar si las acciones correctivas implementadas por el CND-ETESA, ETESA, Enel Fortuna, S.A. (6GFORTUNA), Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) y el DOCSE-ICE, en coordinación con el EOR, serían suficientes para mitigar la recurrencia de eventos de similar magnitud.

Para tal efecto, se propone que el análisis se estructure en distintas etapas, de manera enunciativa y no limitativa, que deberán incluir al menos: (i) la validación de las condiciones pre-falla, (ii) la reconstrucción detallada y verificable de la secuencia de los hechos, (iii) la evaluación del funcionamiento, la selectividad y la coordinación de los esquemas de protección nacionales y regionales involucrados (EDGxPC, EDCxPG, EDCxBV, SPEAR, EDACBF, EDALTIBV, ECS-R, etc.), (iv) el análisis del comportamiento dinámico del sistema regional, particularmente en términos de estabilidad de voltaje y frecuencia, y (v) la formulación de conclusiones y recomendaciones orientadas al fortalecimiento de la operación del SER.

De manera previa, conviene precisar que el numeral 16.2.6.1 del Libro III del RMER define los criterios de seguridad aplicables al SER, distinguiendo tres tipos de contingencia. La contingencia simple (literal b) corresponde a la pérdida de un (1) elemento, ya sea por una falla liberada por la protección primaria o sin ocurrencia de falla; ante dicha condición, el sistema debe permanecer estable, incluyendo estabilidad de voltaje, sin disparos en cascada, manteniendo los voltajes entre 0.9 y 1.1 p.u., sin desconexión automática de carga ni reducción de las transferencias entre países.

La contingencia múltiple (literal c) corresponde a la pérdida de dos (2) o más elementos ante un mismo evento, ya sea por falla liberada por protecciones primarias o de respaldo, o sin ocurrencia de falla, así como a la ocurrencia sucesiva de contingencias simples tras el restablecimiento del sistema; ante esta condición, el sistema debe permanecer estable, sin disparos en cascada no programados, manteniendo los voltajes dentro del rango de 0.9 a 1.1 p.u., admitiéndose la desconexión de carga y generación.

Por su parte, la contingencia extrema (literal d) contempla escenarios tales como la pérdida de todas las líneas en un mismo derecho de paso, todos los generadores de una misma planta, todas las secciones de barra de una subestación o la no operación de un esquema de control suplementario redundante, bajo los cuales se admite que el sistema interconectado, o partes de este, podrían no alcanzar una condición de operación estable. Asimismo, el numeral 16.2.6.3 establece que, tras una contingencia múltiple, el sistema debe ajustarse a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos.

Bajo este marco regulatorio, el evento del 15 de marzo de 2025 se originó como una contingencia simple, asociada a la falla en el nivel de 13.8 kV de la subestación PanAm, específicamente en el “*switchgear*” número 4, correspondiente al medio de desconexión del transformador T1.

No obstante, la evolución posterior del evento clasificado como contingencia simple evidenció comportamientos que podrían asociarse al posible incumplimiento de los criterios de seguridad aplicables a este tipo de contingencia, particularmente en lo relativo a la inestabilidad del sistema y la presencia de disparos en cascada. En particular y tomando en cuenta la complejidad de los sucesos posteriores al evento inicial, se produjo el disparo casi simultáneo de cuatro líneas de transmisión de 230 kV (PanAm – Chorrera 230-11, El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A). A ello se sumó la actuación incompleta del EDGxPC vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna y la posterior ocurrencia del colapso de voltaje en el área de control de Panamá.

## VIII

Que en el ejercicio de sus funciones de supervisión y vigilancia del funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y conforme a lo establecido en el numeral 2.4.1 del Libro IV del RMER, esta Comisión llevó a cabo una investigación de oficio dada las repercusiones derivadas del evento registrado el 15 de marzo de 2025, aproximadamente a las 22:00 horas (GMT-6), el cual se originó en la subestación PanAm, ubicada en el área de control de Panamá. Esta investigación tuvo como objeto evaluar el actuar de las entidades involucradas y determinar si existieron conductas, por acción u omisión, que pudieran calificarse como posibles incumplimientos a la Regulación Regional.

Con base en la delimitación establecida en la situación objeto de la investigación y en los elementos identificados a partir del análisis del informe final del evento elaborado por el EOR, esta Comisión centró su análisis en tres aspectos fundamentales: por un lado, la coordinación de las protecciones de distancia configuradas en zona 2 de las líneas de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera 230-11, El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A; por otro, la actuación incompleta del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna; y, adicionalmente, la falla originada en la subestación PanAm, así como los factores que posiblemente incidieron en la evolución del referido evento hasta el colapso de voltaje en el área de control de Panamá. Para ello, se examinó la documentación técnica remitida por el EOR, el Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA), la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), el agente Enel Fortuna, S. A. (6GFORTUNA) y el agente Pan-Am Generating Limited, S. A. (6GPANAM), a la luz de la Regulación Regional aplicable.

Los resultados del análisis permitieron confirmar que, según la información brindada por el CND-ETESA y el EOR, el evento se originó como consecuencia de un arco eléctrico repentino en la barra de 13.8 kV de la subestación PanAm, calificado como de causa accidental por el Benemérito Cuerpo de Bomberos de la República de Panamá, que derivó en un incendio en el cuarto de media tensión de la Central Termoeléctrica PanAm. Este incendio destruyó el cableado de control y comunicaciones de la subestación, inhibiendo la actuación de las protecciones asociadas a los interruptores de 230 kV de los transformadores T1 y T2, e impidiendo la liberación oportuna de la falla a ese nivel de tensión. La falla inicial fue finalmente liberada por la protección de distancia configurada en zona 2 en la subestación Chorrera, aproximadamente 250 milisegundos después de su detección.

Respecto a la coordinación de las protecciones de distancia en zona 2, se verificó que las líneas de transmisión de 230 kV El Higo – Llano Sánchez 230-3C, Panamá – Chorrera 230-3A y Panamá – Chorrera 230-4A, propiedad del agente ETESA, tenían sus tiempos de retardo intencional ajustados a 200 milisegundos desde 2023, como medida provisional adoptada ante fallas en los equipos de teleprotección, sin que, una vez superada dicha condición, se hubieran restablecido los tiempos originales de 400 milisegundos. Esta configuración provocó la apertura casi simultánea de las cuatro líneas de transmisión de 230 kV involucradas, lo que desencadenó el disparo no controlado de carga en el área de control de Panamá. Como medida correctiva, ETESA normalizó los tiempos de retardo a 400 milisegundos en junio de 2025, mediante las libranzas ETESA-647-2025, ETESA-648,2025, ETESA-649-2025, ETESA-650-2025 y ETESA-651-2025, en coordinación con el CND-ETESA. Esta Comisión ha identificado, no obstante, elementos relacionados con la oportunidad en que la modificación de estos ajustes debió ser comunicada al Operador Regional, aspecto que fue considerado de forma integral en la investigación llevada a cabo.

En cuanto a la actuación del EDGxPC vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna, se verificó que, ante el incremento del flujo de potencia en las interconexiones Costa Rica – Panamá hasta 434.87 MW y el aumento de frecuencia del sistema hasta 60.152 Hz, se superaron los umbrales de activación del esquema y se emitió la señal de disparo hacia la unidad número 3 de la referida central; sin embargo, dicha unidad no se desconectó. A pesar de las revisiones realizadas por el agente Enel Fortuna, S. A. (6GFORTUNA), y de las pruebas de verificación coordinadas entre dicho agente y el CND-ETESA, no fue posible identificar una falla tangible que explicara la actuación incompleta del esquema. Esta Comisión considera que el EDGxPC operó de forma incompleta y estima necesario que el CND-ETESA implemente un programa periódico de pruebas de lazo completo, aplicable tanto al EDGxPC como a la contingencia “C8” del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR), con el fin de verificar su funcionalidad operativa y adoptar, de ser necesario, las medidas preventivas o correctivas pertinentes.

Asimismo, se identificaron aspectos adicionales que posiblemente incidieron en la evolución del evento, entre los que destacan la no actuación del Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación (EDCxPG) vinculado a la Central Termoeléctrica PanAm, al no haberse configurado las condiciones necesarias para su activación, dado que la salida de unidades se produjo de forma paulatina y no simultánea, así como la configuración del umbral de frecuencia del Esquema de Control Suplementario de Respaldo en la interconexión de 230 kV Cahuita – Changuinola en 60.20 Hz, en lugar del valor correcto de 60.25 Hz, condición que fue identificada y corregida por el DOCSE-ICE con posterioridad al evento.

Las acciones correctivas adoptadas por el EOR, el CND-ETESA, ETESA, el agente Enel Fortuna, S. A. (6GFORTUNA) y el agente Pan-Am Generating Limited, S. A. (6GPANAM) evidencian una respuesta orientada a mitigar la recurrencia de eventos de similar naturaleza. Esta Comisión ha constatado que estas entidades han actuado en consonancia con los mandatos establecidos en la Regulación Regional respecto a la comunicación entre ellos y que el EOR ha ejercido sus atribuciones en materia de coordinación y solicitud de revisión de ajustes de protecciones. No obstante, subsisten aspectos técnicos que requieren atención adicional, particularmente en lo relativo a la verificación periódica de los esquemas de control suplementario, la mejora en la lógica de actuación del EDCxPG vinculado a la Central Termoeléctrica PanAm y la realización de un análisis técnico prospectivo que permita evaluar la suficiencia de las medidas implementadas para garantizar la estabilidad del SER ante escenarios similares.

Como resultado de la investigación, se concluye que se ha dado respuesta integral a los aspectos técnicos objeto de análisis. Se ha confirmado que la apertura casi simultánea de cuatro líneas de transmisión de 230 kV, producto de los ajustes de las protecciones de distancia en zona 2, y la actuación incompleta del EDGxPC vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna, contribuyeron a la prolongación y propagación del evento del 15 de marzo de 2025. Si bien se han adoptado medidas correctivas en línea con la Regulación Regional aplicable, esta Comisión considera indispensable continuar con el seguimiento a las acciones pendientes y recomendable la realización de un análisis técnico y prospectivo por parte del EOR, con el fin de garantizar la robustez de los sistemas de protección regionales y prevenir la recurrencia de eventos de esta magnitud.

## IX

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, se evidenció la necesidad de que las entidades involucradas en el evento revisen, evalúen e implementen mejoras en aspectos técnicos, de protección, así como en los mecanismos de supervisión y monitoreo en el área de control de Panamá, con el propósito de mitigar la recurrencia de situaciones adversas para la operación del SER como las registradas el 15 de marzo de 2025.

## X

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; (...)”*.

## XI

Que en reunión presencial número 211, llevada a cabo el día 25 de junio de 2026, la Junta de Comisionados de la CRIE, resolvió instruir al **Ente Operador Regional**, para que, de forma coordinada, con los respectivos OS/OMS y agentes del MER, identifique, analice, evalúe e implemente acciones técnicas con el fin de prevenir y mitigar la ocurrencia de eventos en el Sistema Eléctrico Regional (SER).

## POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos 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 CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que implemente un programa periódico y preventivo de pruebas a los distintos esquemas de protección que, según las condiciones operativas del área de control de Panamá, puedan constituir la primera línea de defensa ante escenarios de pérdida de carga, como es el caso del Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna y la contingencia “C8” del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales (SPEAR). El objetivo de dicho programa deberá ser verificar la correcta operación de estos esquemas mediante validaciones funcionales “*ex-ante*” en condiciones simuladas representativas. En caso de detectarse deficiencias, el CND-ETESA deberá adoptar las medidas preventivas o correctivas que correspondan e informar de ello al EOR y a esta Comisión. Para el seguimiento del cumplimiento de la presente instrucción, el CND-ETESA deberá elaborar y remitir a esta Comisión, dentro de un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución, un cronograma de trabajo que contemple la planificación de las actividades necesarias para la ejecución del referido programa, incluyendo los hitos, responsables, periodicidad de las pruebas y plazos de ejecución.

**SEGUNDO. INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que refuerce los mecanismos de validación y supervisión de los parámetros de las protecciones en el área de control de Panamá. Lo anterior, en virtud de que transcurrieron aproximadamente cuatro minutos entre el momento en que debió actuar el Esquema de Desconexión de Generación por Pérdida de Carga (EDGxPC) vinculado a la Central Hidroeléctrica Fortuna (22:28:14.34 horas, GMT-6) y el momento en que se produjo el colapso de voltaje en el área de control de Panamá (22:32:10 horas, GMT-6), sin que se identificara oportunamente que la unidad número tres (3) de la referida central no se había desconectado y, en consecuencia, se adoptaran acciones adicionales en tiempo real que permitieran compensar dicha condición. La identificación de los aspectos susceptibles de mejora, así como la implementación de las medidas orientadas a fortalecer la validación y supervisión de los parámetros de protección, deberán ser informadas a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR). Para el seguimiento del cumplimiento de la presente instrucción, el CND-ETESA deberá elaborar y remitir a la CRIE, dentro de un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución, un cronograma de trabajo que contemple, en primer lugar, la identificación de los aspectos susceptibles de mejora y, posteriormente, la planificación de las actividades necesarias para la implementación de las medidas que de dicha identificación resulten, incluyendo los hitos, responsables y plazos de ejecución.

**TERCERO. INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que remita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR), el informe técnico de la inspección final a la Central Termoeléctrica PanAm y a la subestación PanAm, en seguimiento a lo informado en la nota ETE-DCND-GOP-PCP-005-2026, de fecha 6 de enero de 2026, en la que se anunció la realización de dicha inspección. Dicho informe deberá evidenciar de manera clara las medidas o acciones implementadas por el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM) con el propósito de evitar la recurrencia de sucesos similares a los ocurridos el 15 de marzo de

2025 en dichas instalaciones. Para el cumplimiento de lo anterior, el CND-ETESA deberá remitir a la CRIE y al EOR el informe técnico indicado en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

**CUARTO. INSTRUIR** al ENTE OPERADOR REGIONAL (EOR) para que, en coordinación con el Centro Nacional de Despacho de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (CND-ETESA), la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA) y el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), evalúe la factibilidad de implementar mejoras en la lógica de actuación del EDCxPG y, de resultar procedente, coordine su implementación con el CND-ETESA, ETESA y el agente 6GPANAM. Lo anterior, debido a que actualmente dicho esquema no contempla criterios dinámicos para su actuación como lo es la posibilidad de operar ante escenarios de pérdida paulatina de generación de la referida central, como ocurrió el 15 de marzo de 2025. Para el cumplimiento de la presente instrucción, el EOR deberá, en un plazo máximo de cuarenta (40) días hábiles, contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución, remitir a esta Comisión mediante el informe técnico respectivo, los resultados de la referida evaluación de factibilidad.

**QUINTO. INSTRUIR** al CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A. (CND-ETESA) para que, en coordinación con el agente Pan-Am Generating Limited, S.A. (6GPANAM), remita a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) y al Ente Operador Regional (EOR), los resultados, mediante el informe técnico respectivo, de la evaluación de la implementación del ajuste adicional de protección de sobrecorriente incorporado en el relé SEL-311L, correspondiente a la protección de la línea de transmisión de 230 kV PanAm – Chorrera, propiedad del referido agente, dentro de un plazo máximo de veinte (20) días hábiles contados a partir del día siguiente a la firmeza de la presente resolución.

**SEXTO. 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 setenta y dos (72) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el jueves dos (2) de julio de dos mil veintiséis (2026).

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