San Isidro, 17 de setiembre de 2025

COES/D-992-2025

Señor
Jorge Armando Velarde Nuñez Melgar
Apoderado
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ
Presente.-

Asunto: **Recurso de Reconsideración interpuesto por empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. el 07.08.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-370-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el Evento EV-050-2025.**

De mi consideración:

Me dirijo a usted en atención al recurso de reconsideración interpuesto por su representada, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, (DCOES) contenida en la comunicación COES/D/DO-370-2025.

Al respecto, como resultado del análisis del referido recurso, la DCOES ha concluido en lo siguiente:

> ***PRIMERO:*** *Declarar* ***INFUNDADO*** *en todos los extremos el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con fecha 07.08.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-370-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros en el SEIN como consecuencia del evento EV-050-225 de fecha 03 de abril de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

Se adjunta documento con el sustento correspondiente.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
LEONARDO LUIS JUAN
DEJO PRADO
Cargo: DIRECTOR
EJECUTIVO
Fecha: 17/09/2025 16:33:56

Adj.: Lo indicado.
C.c: DO, SEV, DJR.
Exp.: 202500002648

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

DE RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.

Sumilla: Recurso de Reconsideración interpuesto por empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. el 07.08.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-370-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el Evento EV-050-2025.

Lima, 17 de setiembre de 2025

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I.- ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 11.07.2025, se notificó a RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (en adelante, "REP" o la "Impugnante") la comunicación COES/D/DO-370-2025, que contiene la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES (en adelante, "la Decisión Impugnada") sobre el Evento EV-050-2025 (en adelante, "Evento") ocurrido el 16 de mayo de 2025, mediante la cual se asignó responsabilidad por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[1] (en adelante, "NTCSE").

1.2 Con fecha 07.08.2025, dentro del plazo de quince (15) días hábiles establecido en el numeral 11.3 del Estatuto del COES, REP interpuso un Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, a fin de que sea modificada y se reevalúe la responsabilidad que se le atribuye por las interrupciones de suministro asociadas a la actuación de la función de sobrecorriente y la consecuente desconexión de la línea L-2241 (La Niña–Piura Oeste) de 220 kV, que derivaron en la activación del ERACMF y el colapso del subsistema norte del SEIN, ocurridos el 16.05.2025.

1.3 Para tal efecto, REP ofreció como nueva prueba instrumental, lo siguiente:

- Registro de actuación del ERAC[2] de PETROPERÚ del 09.11.2022 (evento relevante COES).
- Informe preliminar de perturbaciones (OTR) correspondiente al evento relevante del 09.11.2022.
- Gráficos y resultados de simulaciones elaborados por REP sobre el comportamiento de la L-2241 el 16.05.2025.

II.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1 Petitorio de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

[1] Aprobado mediante Decreto Supremo N ° 020-97-EM.

[2] Esquema de Reducción Automática de Carga

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

El Recurso de Reconsideración tiene como pretensión que el COES modifique la Decisión Impugnada y; en consecuencia, revoque la asignación de responsabilidad exclusiva a REP por las transgresiones a la NTCSE originadas como consecuencia de la desconexión de la línea L-2241 (La Niña – Piura Oeste) de 220 kV, ocurrida el 16.05.2025 a las 11:16 h. En ese sentido, solicita que se declare la corresponsabilidad de COES, PETROPERÚ y ENEL GENERACIÓN PIURA.

2.2 Agravios

REP ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio, debido que se le incrementa sus montos de pago por resarcimiento.

2.3 Argumentos de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

En su Recurso de Reconsideración, REP expone en forma amplia sus argumentos, los cuales, para un mejor desarrollo en la respuesta, se han consolidado de la siguiente manera:

Sobre la habilitación del Esquema de Reducción de Automático de Carga (en adelante, "ERAC") de la Refinería Talara

2.3.1 REP señala que, tanto en la programación como en la operación en tiempo real, el COES debió disponer la activación del Esquema de Reducción Automática de Carga (ERAC) de la Refinería Talara.

Al respecto, en cuanto a la programación de la operación, de acuerdo con los numerales 1, 2 y 13 de su recurso de reconsideración, REP señala que, desde el 14.05.2025 a las 06:05 h, el COES coordinó con PETROPERÚ la deshabilitación del ERAC de la Refinería Talara. Dicho esquema se mantuvo deshabilitado desde esa fecha e inclusive el 16.05.20525 en que la línea L-2241 (La Niña – Piura Oeste) quedó como único enlace del área norte con el SEIN (ver Figura 1), teniendo en cuenta la salida de servicio de la línea paralela L-2162 por trabajos del proyecto Enlace 500 kV La Niña - Miguel Grau.

En consecuencia, la Impugnante sostiene que la deshabilitación del ERAC de la Refinería de Talara incrementó la vulnerabilidad del subsistema. De igual forma, agrega que en el PDI del 16.05.2025 no se presenta ningún sustento técnico u operativo que justifique esta decisión, limitándose a atribuirla a la indisponibilidad de la línea L-2162. En línea con lo indicado, señala textualmente: "*inferimos que la deshabilitación del ERAC tuvo como único objetivo preservar el suministro eléctrico de la Refinería Talara, sin considerar las implicancias sistémicas que dicha acción conlleva, que fue el afectar directamente a la población de todo el extremo norte del país.*"

Respecto a la operación en tiempo real, de acuerdo con los numerales 6, 12, 18, 20, 21 y 26, de su recurso, REP sustenta que, tras la indisponibilidad de la unidad TV1 de la Refinería de Talara a las 09:44 h, el COES debió coordinar la habilitación del ERAC de Petroperú para mitigar la sobrecarga en la línea L-2241. De la misma manera, la Impugnante plantea otros dos momentos en los que correspondía que el COES coordine su activación:

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

i) Inmediatamente luego de la salida de servicio de la unidad TV1 de la C.T. Refinería de Talara; a las 10:14 h cuando se evidenció la demora del arranque de la unidad TG5 de la C.T. Reserva Fría Talara;

ii) A las 11:11 h cuando se declaró situación excepcional.

Asimismo, enfatiza que, al quedar toda la carga de Petroperú suministrada desde la línea L-2241, el COES debió habilitar el esquema automático de deslastre. Esto debido a que, en un antecedente del 09.11.2022, bajo condiciones similares, la actuación del ERAC de la Refinería Talara evitó el disparo de la línea L-2241 y la pérdida del suministro (ver Figura 2).

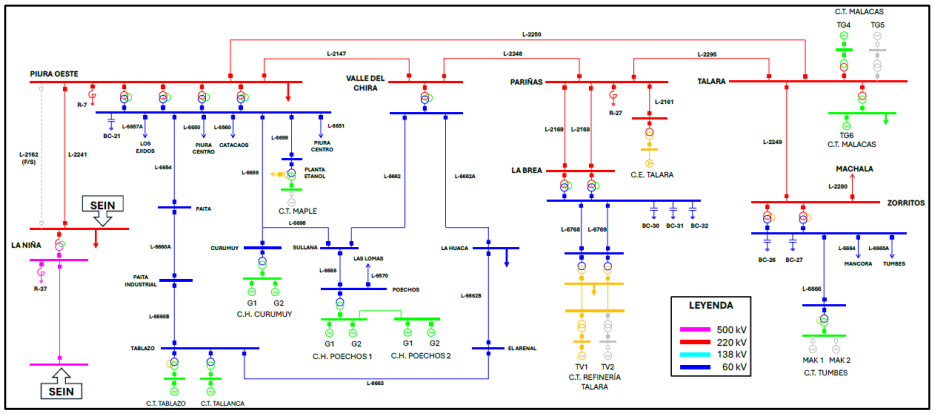

Figura 1. Diagrama unifilar de la zona de influencia del evento. (Fuente: COES).

Figura 2. Demanda diaria del 09.11.2022 (Fuente: REP)

2.3.2 Agrega REP, en el numeral 13 de su recurso, que era conocido desde el 14 de mayo que la línea L-2241 era el único enlace de la zona norte con el SEIN. Por lo tanto, ante cualquier contingencia en generación, tal como lo sucedido con el ducto de gas de la C.T. Malacas o la indisponibilidad de la TG5 de la C.T. Reserva Fría Talara, podía provocar sobrecargas severas en la línea L-2241. Sin embargo, a pesar de eso, el COES y PETROPERÚ mantuvieron deshabilitado el ERAC de Refinería de Talara.

Rechazos Manuales de Carga (RMC) no oportunos

2.3.3 De acuerdo al numeral 15 de su recurso de reconsideración, REP señala que a las 09:43 h la línea L-2241 presentaba una sobrecarga la cual se elevó hasta el 18 % a las 09:45 h, luego de la desconexión manual de la unidad TV1 de la C.T. Refinería Talara a las 09:44 h (ver Figura 3). Esta pérdida de 29,73 MW de generación local, según REP, agravó la condición operativa de la línea y constituyó la primera alerta en horas previas a la máxima demanda regional.

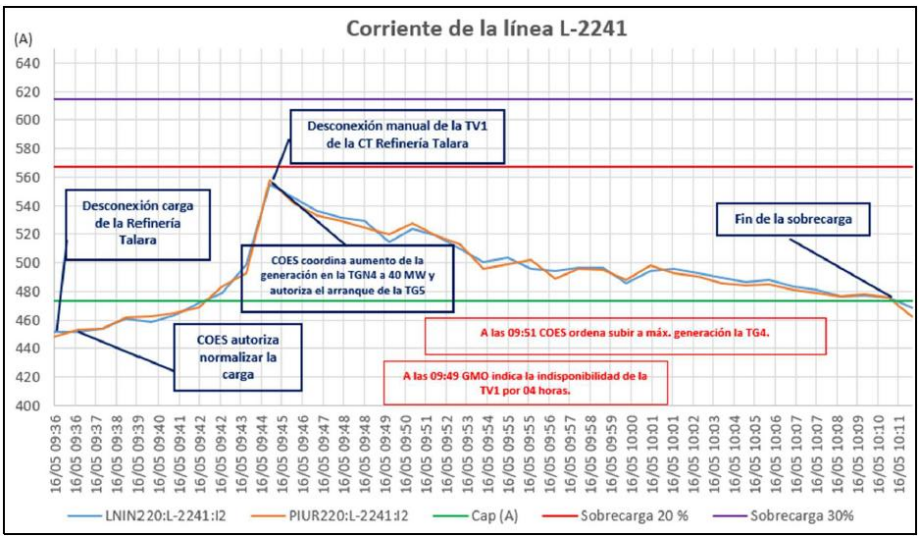

Figura 3. Registro de corriente de la línea L-2241 del 16.05.2025 durante el primer periodo de sobrecarga.

2.3.4 Asimismo, REP manifiesta en el numeral 12 de su recurso, que el COES perdió tiempo valioso en las coordinaciones en tiempo real, solicitando a REP la cancelación del mantenimiento de la línea L-2162, lo cual resultaba inviable por encontrarse seccionada. Esto, en lugar de tomar las siguientes acciones: coordinar la activación del Esquema de Rechazo Automático de Carga de la Refinería Talara, el arranque de toda la generación disponible en Malacas y Tumbes e iniciar oportunamente los RMC conforme al PR-16. En esta línea, REP afirma que las decisiones adoptadas por el COES para mitigar la sobrecarga en la línea L-2241, como la ejecución de rechazos manuales de carga, no se realizaron de manera oportuna, a pesar de las reiteradas comunicaciones de Enel Generación Piura respecto a las condiciones operativas de la C.T Malacas.

En el numeral 20 de su recurso, REP indica que a las 11:11 h el COES activó el mecanismo de Situación Excepcional para realizar los rechazos de carga de los

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

clientes libres de la zona, cuando la pérdida de generación ya era inminente. Precisa que, en ese momento, la carga de la Refinería de Talara era de 32 MW y continuaba sin habilitarse el esquema de deslastre automático de 24 MW, que habría aliviado la sobrecarga de la línea L-2241 al superar el 130 % de su cargabilidad (ver Figura 4).

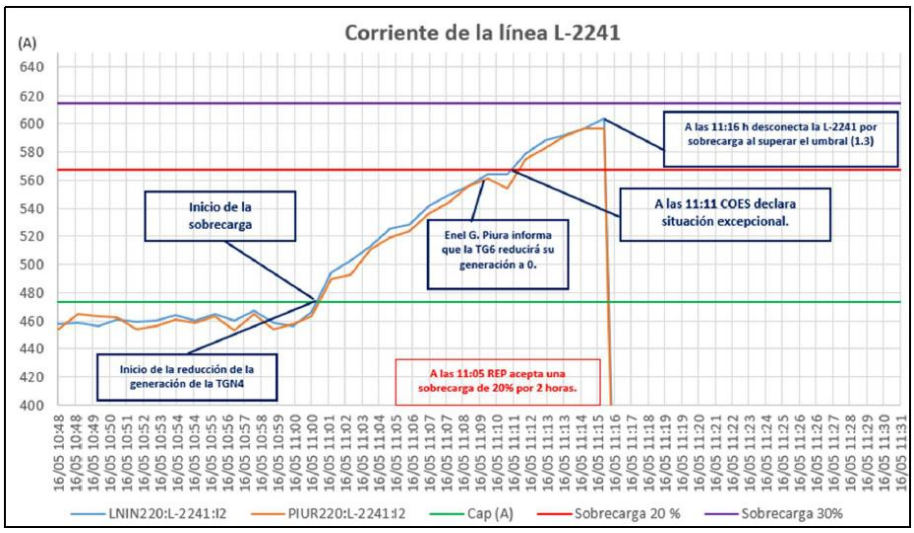

Figura 4. Registro de corriente de la línea L-2241 previo al disparo por sobrecarga el 16.05.2025 (Fuente: REP).

De acuerdo con los numerales 17 y 18 de su recurso de reconsideración, REP sostiene que, si bien el COES coordinó acciones como el arranque de la unidad TG5 de la C.T. Reserva Fría Talara y unidades de la C.T Tumbes, estas se ejecutaron con demoras. Al respecto, precisa que las unidades MAK1 y MAK2 recién sincronizaron a las 10:33 h y 10:39 h, respectivamente.

En ese sentido, señala que, si se hubiera seguido la pauta establecida en el Programa de Operación, el problema con el arranque de la TG5 de Enel Generación Piura se hubiera evidenciado mucho más temprano. De esa manera, el COES hubiera tenido un mayor tiempo para tomar medidas que alivien las sobrecargas futuras en la línea L-2241, evitando así poner en riesgo la estabilidad del sistema y el suministro eléctrico.

En conclusión, REP manifiesta que la afectación a la calidad del suministro eléctrico en la zona norte del SEIN está estrechamente vinculada a las disposiciones operativas adoptadas por el COES.

<u>La desconexión de la línea L-2241 no es indebida</u>

2.3.5 REP indica en los numerales 22 y 25 de su recurso, que la desconexión de la línea L-2241 no debe calificarse como “indebida”, puesto que ocurrió bajo una condición desfavorable de 30 % de sobrecarga y ello contribuyó a preservar la salud integral de la línea. Señala que esta actuación evitó daños mayores en el conductor y en sus componentes (cuello muerto), cuya reparación habría demandado un tiempo no menor a cuatro horas.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Asimismo, en el numeral 24 de su recurso, señala que informó[3] que la línea L-2241 podía soportar hasta un 20% de sobrecarga durante un periodo máximo de 2 horas, bajo las condiciones operativas del 16.05.2025. En ese sentido, precisa que superar dicho límite habría comprometido la seguridad operativa y estructural de la línea, además de contravenir los estándares técnicos vigentes a corto y largo plazo.

Simulación de sobrecarga de la línea L-2241

2.3.6 REP sostiene en el numeral 25 de su recurso, que de no haberse producido el disparo de la línea L-2241, la sobrecarga habría continuado aumentando hasta un 50%, comprometiendo la estabilidad de tensión y sincronismo del subsistema norte. Asimismo, solicitan que, a fin de que se pueda revisar el escenario alternativo sin el disparo de la línea L-2241, el COES debe revisar y validar la simulación con los datos del SEIN del día del evento, para evidenciar los problemas de inestabilidad.

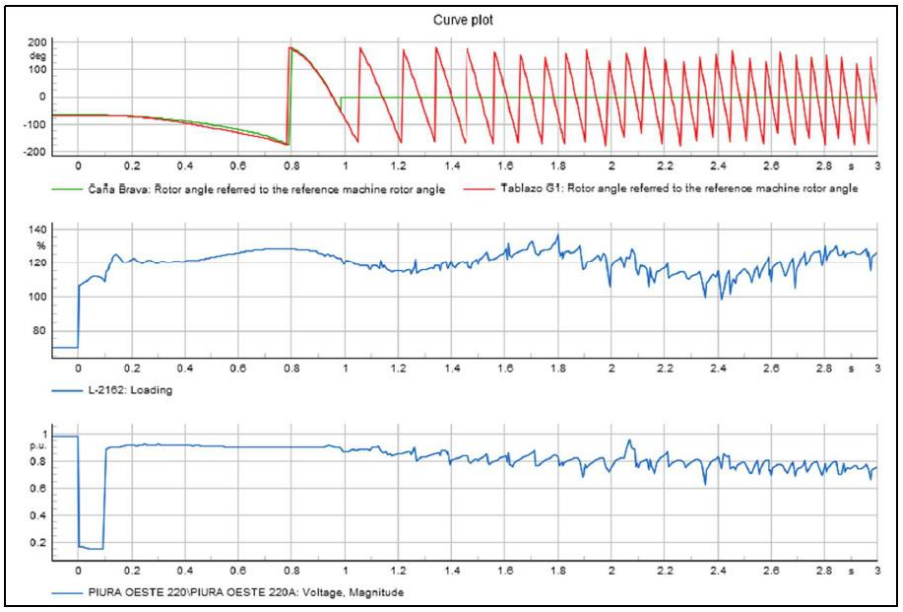

Figura 5. Simulación de la sobrecarga en el enlace La Niña – Piura Oeste el día del evento 16.05.2025 (Fuente: REP).

Corresponsabilidad del Evento

2.3.7 Finalmente, en la conclusión de su recurso, REP solicita la revocación de la decisión mediante la cual se le asigna responsabilidad exclusiva por la interrupción del suministro del 16.05.2025. Señala que tanto dicha decisión como su sustento omitieron la falta de medidas preventivas y correctivas oportunas por parte del COES, así como la participación de COES, ENEL GENERACIÓN PIURA y PETROPERÚ.

Asimismo, REP afirma que la responsabilidad atribuida no refleja adecuadamente la complejidad del evento ni la corresponsabilidad técnica que debe evaluarse en función de los procedimientos vigentes, destacando

[3] Esto fue comunicado telefónicamente al Centro de Coordinación de la Operación del COES a las 11:05 h.

que también debieron considerarse las acciones de COES, ENEL GENERACIÓN PIURA y PETROPERÚ en la gestión del evento.

III.- ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

3.1 Cuestiones Previas

Nueva Prueba y Requisitos de Admisibilidad

Antes de entrar a analizar los argumentos que fundamentan el Recurso de Reconsideración de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, debemos precisar que, de acuerdo con lo previsto en el numeral 11.3 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, el recurso tiene que estar acompañado de nueva prueba instrumental; asimismo, debe cumplir con los siguientes requisitos de admisibilidad:

a. Identificar la decisión de la Dirección Ejecutiva que es materia de impugnación.
b. Identificar el agravio causado por la decisión que es materia de impugnación.
c. Indicar los fundamentos de su impugnación.

Finalmente, el Estatuto establece que la Dirección Ejecutiva se limitará a verificar el cumplimiento formal de los requisitos antes señalados, sin calificarlos.

En esta línea, se verificó el cumplimiento formal de cada uno de los requisitos de admisibilidad:

iii) Identificación de la decisión de la Dirección Ejecutiva materia de impugnación

Tal como se ha señalado en el numeral 1.2 de la presente Decisión, la impugnante cuestiona la comunicación COES/D/DO-370-2025 que aprueba el Informe COES/D/DO/SEV/IT-050-2025 que contiene la asignación de responsabilidad por transgresiones a la NTCSE por el Evento EV-050-2025 ocurrido el día 16.05.2025.

iii) Identificación del agravio causado por la decisión materia de impugnación

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio, debido que se incrementa sus montos de resarcimiento.

iii) Fundamentos de la impugnación

La Impugnante ha indicado sus argumentos, los cuales han sido resumidos y se encuentran precisados en los numerales 2.3.1 a 2.3.8 de la presente Decisión.

De esta manera, en su oportunidad, se constató el cumplimiento formal de los requisitos de admisibilidad, así como el cumplimiento en la presentación de la nueva prueba instrumental, conforme se señala en el numeral 1.3 de la presente Decisión.

Procedencia del Recurso Impugnatorio

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

- Plazo para interponer el recurso

  El Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES establece en su numeral 11.3 que los recursos de reconsideración deben ser presentados dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha en que la decisión materia de impugnación fue comunicada al Integrante Registrado.

  En observancia de esta disposición RED DE ENERGÍA DEL PERÚ interpuso su Recurso de Reconsideración dentro del plazo legal, ya que la notificación de la Decisión Impugnada ocurrió el 11.07.2025 y la impugnación se presentó el 07.08.2025, fecha del vencimiento, dentro de los quince (15) días hábiles.

- Agravio

  RED DE ENERGÍA DEL PERÚ señala que la Decisión Impugnada le causa agravio debido a que se incrementa sus pagos por resarcimientos.

  Tomando en consideración que, para la evaluación de la legitimidad e interés para impugnar las decisiones de la Dirección Ejecutiva se considera lo establecido en el numeral 11.1 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, el cual dispone que si bien cualquier Integrante Registrado podrá impugnar las decisiones emitidas directamente por la Dirección Ejecutiva o a través de la Dirección de Operaciones o de la Dirección de Planificación de Transmisión, esto se hará *"(…) siempre que estén destinadas a producir efectos sobre sus intereses, obligaciones o derechos dentro de una situación concreta (…)*".

  En este caso, la Decisión Impugnada tiene como objeto asignar responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE por el Evento EV-050-2025 ocurrido el 16.05.2025. En ese sentido, produce efectos sobre la existencia de obligaciones por posible pago de resarcimientos por el Evento.

  Por lo expuesto, se considera la existencia de un agravio por lo que se emitirá un pronunciamiento de fondo.

Competencia de la DCOES para pronunciarse

De conformidad con la función asignada al COES en el literal k) del artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley Nº 28832 y lo establecido en el Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES respecto al ejercicio del derecho de impugnación contra las decisiones de la Dirección Ejecutiva; dicho órgano es competente para pronunciarse sobre el recurso de reconsideración interpuesto contra la Decisión Impugnada.

3.2 Análisis del Recurso de Reconsideración

Respecto a los argumentos que fundamentan el recurso de reconsideración de REP, debemos señalar lo siguiente:

3.2.1 De acuerdo con lo contemplado en el literal i) del artículo 14° de la Ley N° 28832, así como lo establecido en el numera 3.5 de la NTCSE, el COES tiene

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

como función asignar las responsabilidades en caso de transgresiones a la NTCSE.

3.2.2 Por otro parte, de conformidad con el literal l) del numeral 27.2 del artículo 27 del Decreto Supremo N° 027 - 2008 - EM, Reglamento del COES (en adelante, "Reglamento COES"), es función de la Dirección Ejecutiva del COES determinar y asignar responsabilidades específicas entre los Agentes, así como calcular las compensaciones que correspondan por las transgresiones a la NTCSE conforme al Procedimiento correspondiente.

3.2.3 En el ejercicio de dicha función, el COES debe investigar, analizar y atribuir a quien corresponda la responsabilidad por el evento que ocasionó la trasgresión a la NTCSE. Para dichos efectos, el COES se sirve de la información remitida por los Agentes Involucrados y el Comité Técnico de Análisis de Fallas (CT-AF), así como los elementos de juicio e información que tenga a su disposición.

3.2.1 En atención al recurso de reconsideración presentado por REP, corresponde indicar que las interrupciones objeto de cuestionamiento se registraron el 16.05.2025 a las 11:16 h, con la desconexión de la línea L-2241 (La Niña – Piura Oeste) en la S.E. Piura Oeste. Esta desconexión fue consecuencia de la **actuación indebida de la protección de sobrecorriente de fases implementada en los relés de protección de la línea L-2241 en la S.E Piura Oeste**, de titularidad de REP, cuyos ajustes no se encontraban definidos en el Estudio de Coordinación de Protecciones elaborado por el COES (ECP 2022).

Al respecto, dicha actuación indebida ocasionó un desbalance carga-generación en el subsistema norte, lo que derivó en una disminución abrupta de la frecuencia y la consecuente activación del Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF), interrumpiendo 63,141 MW de carga, seguido del colapso total del subsistema norte con un total de 300,965 MW de carga.

En ese sentido, y conforme a lo establecido en la decisión inicial contenida en el documento COES/D/DO-370-2025, la responsabilidad fue atribuida a REP, al ser la empresa titular del equipo de la protección que emitió la orden de desconexión a la línea L-2241 y por haber operado con una función de protección que actuó sin justificación técnica, configurándose como la causa directa que originó la interrupción del suministro.

Sobre la habilitación del Esquema de Reducción de Automático de Carga (ERAC) de la Refinería Talara

3.2.2 Respecto a lo señalado por REP, en cuanto a que el COES debió "habilitar" en la programación y tiempo real el Esquema Automático de Reducción de Carga de la Refinería Talara[4] (en adelante, ERAC Talara) para mitigar una posible sobrecarga en la línea L-2241, corresponde precisar lo siguiente:

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

[4] Aprobado mediante carta COES/D/DP-064-2023

El ERAC de Refinería Talara fue diseñado para mitigar las sobrecargas en las líneas L-2241 (La Niña – Piura Oeste) o L-2162 (La Niña -Piura Oeste) ante escenarios de desconexión intempestiva de las líneas L-5010 (Trujillo Norte – La Niña) o el Autotransformador AT91-523 de la S.E La Niña, o de las líneas L-2241 o L-2162. Asimismo, el ERAC de Refinería Talara fue concebido para condiciones de operación de la red en estado "N", considerando el sistema de transmisión 500 kV Trujillo – La Niña y en 220 kV La Niña – Piura Oeste con todas las líneas en servicio. En particular, las condiciones de activación en caso de contingencias en las líneas L-2241 o L-2162 es la siguiente:

i. Contingencia en una de las líneas L-2162 o L-2241: El esquema verifica la apertura del interruptor de la línea afectada.
ii. Sobrecarga en una de las líneas L-2162 o L-2241: Los relés deben superar una sobrecarga del 130 % de su capacidad nominal.
iii. Disparo Transferido (DTT): Cumplidas las condiciones anteriores, se envía señal de disparo a la S.E. GE1 (La Brea).
iv. Validación en el PMS[5]: Antes de ejecutar el deslastre, el PMS de la Refinería verifica que la importación desde el SEIN supere los 10 MW.
v. Desconexión automática: Cumplidas todas las condiciones, el PMS ordena desconectar automáticamente 24 MW de carga de la Refinería.

En relación con lo indicado, en la Figura 6, se puede observar el esquema lógico propuesto para el ERAC de Refinería Talara, advirtiéndose que, con la implementación establecida, el esquema verifica que las dos líneas de 220 kV L-2241 y L-2162 se encuentran en servicio. Así, en esta condición, al producirse la apertura de interruptores de una las líneas (L-2241 o L-2162), el ERAC de Refinería Talara detecta la primera condición de activación; seguidamente, se detecta la condición de sobrecarga del 130% en la línea de 220 kV paralela (L-2241 o L-2162) a través de una función de sobrecorriente, esta lógica se encuentra implementada en los relés de protección de las líneas L-2241 y L-2162.

De esta manera, si ambas condiciones se cumplen y se mantienen por un segundo, se emite una señal de disparo transferido (DTT) hacia la Refinería Talara, donde el Sistema de Gestión de Energía (PMS) **valida que el esquema no esté bloqueado por mantenimiento** y que la refinería esté importando más de 10 MW desde el SEIN. Solo entonces se ejecuta la orden de reducción de carga.

[5] Power Managment System

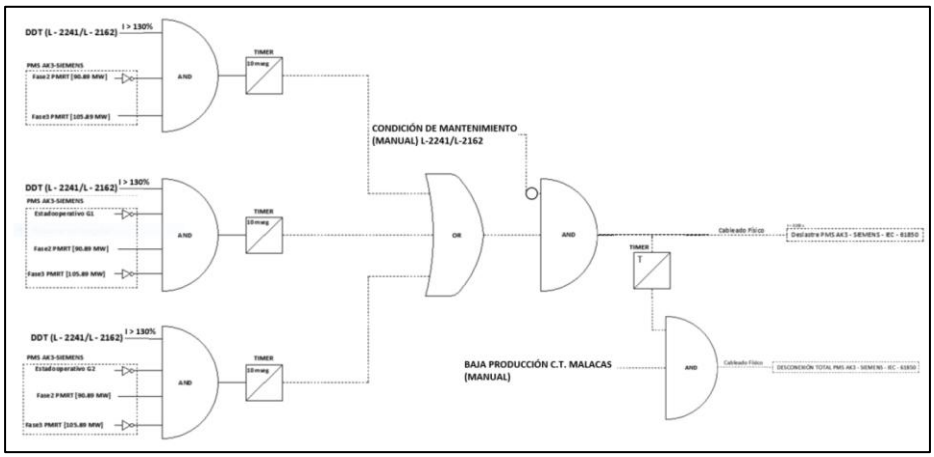

Figura 6. Esquema propuesto en el Informe Técnico que contiene la carta COES/D/DP-064-2023 (Fuente: COES)

De esta forma, el esquema fue diseñado para actuar únicamente ante contingencias súbitas en condiciones de red en estado "N", y no en mantenimientos programados de una de las líneas de 220 kV L-2241 o L-2162, el cual corresponde a un estado de la red "N-1". A mayor abundamiento, en el mismo informe técnico que se adjunta a la carta COES/D/DP-064-2023 se menciona lo indicado, tal como se puede observar a continuación:

> En la conformidad del Estudio de Operatividad del proyecto "CENTRAL TÉRMICA DE COGENERACIÓN DEL PROYECTO DE LA REFINERÍA DE TALARA (FASES 2 Y 3)" se aprobó la implementación de un Esquema de Reducción/Desconexión Automática de Carga de la Refinería Talara ante contingencias de las líneas L-2241/2162 y L-5010 y/o desconexión del AT91-523, que reemplaza al "Esquema de Desconexión Automática de Demanda" aprobado en el EO de la Fase 1 del proyecto (toma de carga hasta 78 MW).

Figura 7. Extracto del Informe Técnico que contiene la carta COES/D/DP-064-2023 (Fuente: COES)

Asimismo, señala que:

> Para no tener desconexiones inoportunas por mantenimientos o maniobras en las líneas de transmisión en 220 kV y 500 kV, se deberá considerar en la lógica el ingreso de un bit lógico de forma manual, el cual solo y únicamente deberá activarse cuando sea coordinado previamente con el COES.

Figura 8. Extracto del Informe Técnico que contiene la carta COES/D/DP-064-2023 (Fuente: COES)

Por lo cual, el esquema contempla un mecanismo de bloqueo manual (bit lógico), que debe aplicarse durante mantenimientos programados, justamente para evitar desconexiones indebidas.

En el caso materia de análisis, el 14.05.2025 a las 06:05 h, al programarse la desconexión de la línea L-2162 por trabajos de mantenimiento, el COES coordinó con PETROPERÚ la deshabilitación del esquema. Esta decisión respondió exactamente a lo previsto en el diseño del ERAC, dado que, la línea L-2241 quedaba como único enlace, y el esquema podría haber actuado de forma indebida ante maniobras o mantenimientos en 220/500 kV.

Cabe señalar que, la condición de deshabilitación fue planificada y registrada en la Programación Semanal (08.05.2025) y en los Programas Diarios de

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Intervenciones (14, 15 y 16.05.2025), sin observaciones de REP ni de otros agentes, por lo que resulta contradictorio que REP, con los hechos consumados, lo use como argumento para atenuar su responsabilidad en el evento materia de análisis.

Por lo tanto, no corresponde sostener que el COES omitió habilitar en la programación ni en tiempo real el ERAC de la Refinería Talara, ya que como se ha señalado, su deshabilitación fue una medida prevista en el propio diseño del esquema y conocida por los agentes del SEIN. Por tanto, la afirmación de REP carece de fundamento técnico y no se ajusta a la lógica de operación establecida para este esquema especial.

3.2.3 Ahora bien, respecto al argumento de REP, en el sentido que el ERAC de Refinería Talara se mantuvo deshabilitado aun habiéndose presentado contingencias de generación, se debe precisar que dicho esquema no fue concebido para actuar ante contingencias de generación, sino exclusivamente ante contingencias de transmisión (líneas L-2241 o L-2162 o L-5010 o Autotransformador AT91-523). En ese sentido, pretender que el esquema opere bajo contingencias de generación contradice su lógica de diseño, cuyo propósito es mitigar sobrecargas ante fallas en la red de transmisión.

3.2.4 Respecto a lo manifestado por REP en el numeral 1 de su recurso, en el sentido que, al estar la carga de PETROPERÚ suministrándose desde el SEIN y la C.T. Refinería Talara fuera de servicio, correspondía que el COES habilite el ERAC de Refinería Talara, debemos reiterar que el esquema no fue concebido para actuar ante eventos de generación, como la salida de la TV1 ocurrida el 16.05.2025, sino ante escenarios súbitos de contingencia en la red de transmisión. Pretender que opere bajo condiciones distintas contradice su lógica de diseño.

Sobre los supuestos Rechazos Manuales de Carga (RMC) no oportunos

3.2.5 Sobre la afirmación de REP respecto a que los Rechazos Manuales de Carga (RMC) no fueron oportunos, es necesario precisar que el Procedimiento Técnico del COES N° 09 “Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN” (en adelante, PR-09), establece un orden de prelación para el control de las sobrecargas durante la operación en tiempo real. Así, el numeral 7.5.1 del citado procedimiento señala que el COES, ante la identificación de una sobrecarga en un equipo del sistema de transmisión, deberá considerar el siguiente orden:

> *“i. Modificación del despacho de generación.*
> *ii. Cambios de topología del SEIN.*
> *iii. Rechazos de Carga conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 16 Rechazos de Carga (PR-16)*”.

Ahora bien, debe advertirse también que las acciones a ejecutar dependerán de las condiciones de operación imperantes en el momento en que se registra el evento.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Por su parte, el numeral 9.1.2 del PR-16 establece que, para establecer la magnitud del rechazo de carga, se deberá proceder de la siguiente manera:

"9.1.2 Previo al cálculo definitivo del RC, el COES realizará las siguientes acciones, para minimizar la magnitud y duración del RC, en el siguiente orden establecido:

a. Postergar o suspender las Intervenciones que puedan afectar la Seguridad del SEIN o incrementen la magnitud del RC.
b. Coordinar el ajuste de descargas de los embalses con capacidad de regulación.
c. Disponer, de considerarlo pertinente, la reducción de la magnitud de la Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia. La magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia se mantendrá en el valor asignado por el COES.
d. Coordinar la reconfiguración de la red eléctrica para mitigar o eliminar los problemas de sobrecarga en equipos de transmisión o de tensión en Barras, de forma segura y confiable."

Así las cosas, queda claro que los procedimientos prevén una secuencia de acciones y coordinaciones que se presentaron en tiempo real, las cuales necesariamente toma algunos minutos en realizarse, todo ello con la finalidad de minimizar la magnitud y duración del RC.

Una vez expuestas las normas aplicables al presente evento, debemos precisar que las decisiones del COES se basaron en los hechos que se fueron configurando en tiempo real. Así, luego de la desconexión de la unidad TV1 de la Refinería Talara a las 09:44 h, la cual se encontraba generando 29,70 MW[6], se presentó una sobrecarga de hasta 20 % en la línea L-2241, ante esta situación, en aplicación del literal i) del numeral 7.5.1 del PR-09, el COES dispuso el incremento inmediato de la generación de la unidad TG4 de la C.T. Malacas (de 30 MW a 40 MW) y el arranque de la unidad TG5 de la C.T.R.F. Talara. Cabe resaltar que por la potencia efectiva de la unidad TG5 (184,87 MW), su ingreso en operación hubiese controlado el flujo transportado por la línea L-2241 el cual tiene una capacidad del orden de 178 MW[7].

A las 09:45 h el COES ordenó el arranque de la unidad TG5. De acuerdo con su ficha técnica, su tiempo de arranque es de 16,8 minutos, por lo que se esperaba su ingreso a las 10:02 h, sin embargo, a las 10:03 h el COES al solicitar información a ENEL GENERACIÓN PIURA sobre el proceso de arranque de la unidad TG5, **la empresa informó que la unidad se encontraba en proceso de arranque**. A las 10:14 h, ENEL GENERACIÓN PIURA indicó que la unidad no culminó el proceso de arranque y solicitó 30 minutos adicionales para revisar y volver arrancar la unidad. Con esta información y en previsión del incremento de la demanda de la zona, el COES dispuso el arranque de la C.T. Tumbes (17,33 MW) la cual sincronizó a las 10:33 h.

[6] La unidad TV1 comenzó a reducir su generación desde 29,70 MW a partir de las 09:36:49 h, finalmente se realizó su desconexión manual a las 09:44 h.
[7] La capacidad de la línea es de 180 MVA, y considerando un factor de potencia de 0,99 resulta 178,2 MW, en base a datos SCADA de enero a mayo 2025.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

En este punto, es preciso indicar que si bien la operación de la unidad TG5 de la C.T.R.F. Talara era suficiente para solucionar el problema de cargabilidad de la línea L-2241, frente a la demora en el arranque de dicha unidad informada por su titular (30 minutos adicionales), el COES dispuso el arranque de la C.T. Tumbes como acción inmediata. Esta medida resultaba suficiente para suplir la demora reportada por el titular de la TG5. Ahora bien, debe tenerse en cuenta que durante todo el periodo de tiempo que duraron las coordinaciones indicadas en el párrafo precedente, la línea L-2241 operó sin sobrecarga.

Posteriormente, a las 10:39 h, ENEL GENERACIÓN PIURA indicó que las unidades TG4 y TG6 de la C.T. Malacas se mantendrían generando 60 MW y 50 MW, respectivamente, por 30 minutos como máximo, luego de lo cual bajarían la generación debido a baja presión de gas. A la misma hora, ENEL GENERACIÓN PIURA indicó que en 4 minutos arrancarían la unidad TG5 de la C.T.R.F. Talara. En este punto, si bien el titular informó que las unidades TG4 y TG6 operarían como máximo durante 30 minutos, también informó el arranque de la unidad TG5 en 4 minutos; por lo tanto, considerando su tiempo de sincronización (16,8 minutos) y el hecho de que la potencia de la unidad TG5 supera ampliamente la potencia conjunta aportada por la TG4 y TG6, no correspondía la adopción de medidas adicionales a las ya dispuestas y ejecutadas, como la operación de la C.T. Tumbes (17,33 MW).

Recién a las 10:58 h, ENEL GENERACIÓN PIURA informó al COES que la TG5 tenía una falla en la válvula del sistema diésel y que requerirán de una hora como mínimo para revisar. Un minuto después, a las 10:59 h, ENEL GENERACIÓN PIURA solicitó bajar la generación de la unidad TG4 de la C.T. Malacas y a las 11:02 h solicitó bajar su generación hasta 25 MW. A las 11:09 h ENEL GENERACIÓN PIURA solicitó parar la unidad TG6 de la C.T. Malacas. A las 11:11 h el COES inició los rechazos manuales de carga.

Como podrá advertirse de la secuencia de eventos expuesto, recién a las 10:58 h el COES tuvo conocimiento de que la unidad TG5 de la C.T.R.F. Talara no ingresaría. De esta manera, el tiempo transcurrido entre la confirmación de la indisponibilidad de la unidad TG5 de la C.T.R.F. Talara (10:58 h) y el inicio de los rechazos manuales de carga (11:11 h), fue de 13 minutos, tiempo en el cual el COES procedió a determinar la magnitud de la carga a rechazar.

A mayor abundamiento, se debe precisar que en el subsistema norte, la única unidad disponible para el control del flujo en la línea L-2241 era la unidad TG5 de la C.T.R.F. Talara, la cual falló en el arranque, a pesar de ello, con la información disponible proporcionada por ENEL GENERACIÓN PIURA, el COES tomó acción modificando el despacho de generación, primero con el ingreso de la C.T. Tumbes y luego con el incremento de generación de la unidad TG6 de la C.T. Malacas, esto con el fin de controlar el flujo en la línea L-2241.

Por otro lado, respecto a lo señalado por REP, en el extremo que señala que el operador del COES tuvo una “pérdida de conciencia situacional” y perdió tiempo valioso al tratar de cancelar el mantenimiento de la línea L-2162, en desmedro de disponer un rechazo manual de carga, debemos señalar que la coordinación aludida por la Impugnante se realizó a las 10:14 h; sin embargo,

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

dicha línea se encontraba seccionada por el proyecto Miguel Grau y no era viable restituirla en el corto plazo. Al respecto, debemos precisar que dicha coordinación se realizó en línea con lo establecido en el numeral 9.1.2 del PR-09, y se dio en un contexto en el cual el COES ya había dispuesto como medida de control el arranque de la unidad TG5 y, a su vez no tenía conocimiento de la indisponibilidad de la unidad TG5. Por lo tanto, contrariamente a lo afirmado por el Impugnante, debemos señalar que dicha coordinación respondió a la exploración de alternativas por parte del Coordinador, frente a, hasta dicho momento, una demora por 30 minutos en el arranque de la TG5.

Por tanto, no es correcto sostener que los rechazos se aplicaron en forma tardía ya que las medidas adoptadas respondieron estrictamente a la secuencia de los hechos observados en la operación en tiempo real, es decir, el COES actuó en cada momento con la información disponible que le venían proporcionando los agentes.

3.2.6 Por otro lado, respecto a lo señalado por REP en los numerales 17, 18 y 26 de su recurso, corresponde precisar que las coordinaciones realizadas por el COES con las centrales de Malacas, Reserva Fría Talara y Tumbes se efectuaron en tiempo real, de acuerdo con la información operativa que remitían los agentes y siguiendo el orden de acciones previsto en los procedimientos técnicos PR-09 y PR-16. En consecuencia, no resulta correcto atribuir las sobrecargas en la línea L-2241 a disposiciones operativas del COES, pues las decisiones adoptadas se ajustaron a los hechos en curso.

Sobre el argumento de que la desconexión de la línea L-2241 no sería indebida

3.2.7 En cuanto al argumento de REP respecto a que la desconexión de la línea L-2241 no debe calificarse como indeseada, corresponde reiterar que dicha apertura se produjo por la actuación de la protección de sobrecorriente de fases (51) en la S.E. Piura Oeste. Tal función de protección no se encuentra concebida en el Estudio de Coordinación de Protecciones (ECP 2022) como mecanismo de protección principal de la línea, ni como mecanismo de control de sobrecargas. Por tanto, la activación de la protección de sobrecorriente de fases no formaba parte de la filosofía de coordinación prevista para este enlace, por lo cual esta acción se considera indeseada.

Por otro lado, respecto al supuesto de daños térmicos o mecánicos en el conductor argumentados por REP, debemos indicar que estos carecen de sustento ya que los efectos de las sobrecargas en las líneas de transmisión son fenómenos que toman varios minutos en desarrollarse, típicamente, más de quince minutos hasta que la temperatura del conductor alcance su valor final. En efecto, el estándar IEEE Std 738-2023[8] establece que:

"La tasa de cambio de temperatura en conductores aéreos desnudos es aproximadamente exponencial, con una constante de tiempo térmica del orden de 5 a 20 min para conductores de transmisión típicos, donde la

[8] *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*

constante de tiempo más larga corresponde a los conductores más grandes. Según la Figura 9, esto implica que la temperatura del conductor aumenta hasta su valor final en un período de 15 a 60 min. Por lo tanto, las clasificaciones transitorias se calculan típicamente para corrientes de emergencia que persisten durante 5 y 30 min".

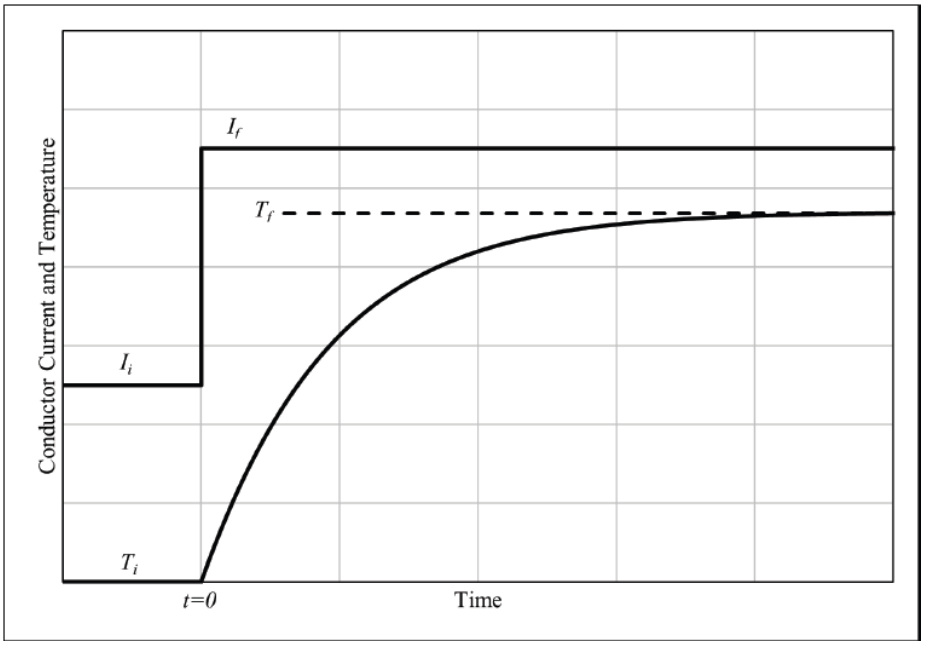

Figura 9. Cambio "de paso" en la corriente del conductor y cambio correspondiente en la temperatura del conductor (Fuente: Figura 1 del documento IEEE std 738-2023)

En consecuencia, no corresponde calificar la actuación de la función 51 como una medida de protección "deseada" o justificada; se trató de una desconexión indeseada, dado que la función de sobrecorriente de fases que emitió la orden de desconexión a la línea L-2241 no se encuentra concebida en el ECP 2022.

Adicionalmente, se debe precisar que, en los documentos COES de "*Requisitos Mínimos para Sistemas de Protección del SEIN*" y "*Criterios de Ajuste y Coordinación de Protección del SEIN*" no se establece la implementación de protecciones de sobrecarga para líneas de transmisión.

Sobre la simulación de sobrecarga de la línea L-2241

3.2.8 REP afirma que, de no haberse producido la desconexión de la línea L-2241, la sobrecarga habría llegado hasta un 50 %, poniendo en riesgo la estabilidad de tensión y el sincronismo del subsistema.

Respecto a lo afirmado por REP, debemos señalar que la desconexión de la línea L-2241 se produjo cinco minutos después de que el COES dispusiera los Rechazos Manuales de Carga, de modo que no resulta correcto proyectar de forma lineal la corriente hasta niveles de 50% de sobrecarga en la línea L-2241 ya que dicha proyección no toma en cuenta las medidas de mitigación en curso. En ese lapso, el COES ya había coordinado acciones de alivio conforme a los

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

procedimientos PR-09 y PR-16, por lo que no corresponde atribuir validez a simulaciones que no han sido contrastadas con la operación real del sistema. Sin perjuicio de lo indicado, del análisis realizado en el informe técnico se concluye que el evento fue ocasionado por la desconexión indebida de la línea L-2241.

Sobre la supuesta corresponsabilidad del Evento

3.2.9 Finalmente, en relación con la conclusión de REP en el sentido de que existiría corresponsabilidad del COES, GM OPERACIONES y ENEL GENERACIÓN PIURA, corresponde precisar lo siguiente. La indisponibilidad de la unidad TV1 de la Refinería Talara se produjo a las 09:44 h, originando un incremento de flujo en la línea L-2241. Sin embargo, dicha contingencia no configuró por sí misma ninguna transgresión a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), pues no ocasionó ninguna interrupción de suministros; se trató de una contingencia de generación que fue controlada en tiempo real conforme a lo dispuesto en el PR-09 con la modificación del despacho programado.

De igual forma, la demora en el arranque de la unidad TG5 de la C.T. Reserva Fría Talara, comunicada a las 10:13 h por ENEL GENERACIÓN PIURA, generó una condición de déficit de generación en la zona norte que se tradujo posteriormente en sobrecargas en la línea L-2241. Dichas sobrecargas fueron atendidas mediante las medidas previstas en el PR-09 y PR-16, disponiéndose el incremento de generación de la C.T. Malacas, el ingreso de las unidades de la C.T Tumbes y los Rechazos Manuales de Carga a partir de las 11:11 h. Por tanto, la contingencia asociada a la TG5 derivó en los Rechazos Manuales de Carga, pero no en la desconexión indeseada de la línea L-2241.

Al respecto, se debe precisar que, lo que originó la interrupción en el subsistema norte fue la desconexión de la línea L-2241 en la S.E. Piura Oeste, producto de la actuación indebida de la función de sobrecorriente de fases (51), no prevista en el Estudio de Coordinación de Protecciones (ECP 2022) como mecanismo de control de sobrecarga, es decir, esta línea desconectó sin la presencia de una falla, debido a un ajuste no informado ni autorizado. Esa desconexión, atribuible a la titularidad de REP, fue la que aisló al subsistema y activó el ERACMF. En consecuencia, la responsabilidad atribuida a REP se sustenta en la actuación indebida de su esquema de protección, no existiendo justificación técnica para alegar corresponsabilidad con otros agentes cuyas contingencias, aun cuando contribuyeron a la sobrecarga, no originaron por sí mismas la desconexión de la línea L-2241.

3.2.1 Por todo lo expuesto, corresponde declarar **INFUNDADO** el recurso de reconsideración presentado por RED DE ENERGÍA DEL PERÚ.

Es preciso indicar que la fundamentación de la presente Decisión es acorde con la Constitución y las normas legales aplicables, en tanto existe una justificación suficiente y coherente de lo que se resuelve, sin que sea necesario un análisis pormenorizado y/o expreso de cada una de las alegaciones que la empresa impugnante ha planteado.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Sobre la base de las consideraciones expuestas en los párrafos precedentes, la Dirección Ejecutiva del COES resuelve:

> ***PRIMERO:*** *Declarar* ***INFUNDADO*** *en todos los extremos el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A. con fecha 07.08.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-370-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros en el SEIN como consecuencia del evento EV-050-225 de fecha 03 de abril de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

Notifíquese,