Sumilla: Recurso de Apelación

Carta: Carta COES/D-992-2025

A LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL – COES

Red de Energía del Perú S. A., en adelante **REP,** con RUC N° 20504645046, debidamente representada por su apoderado Jorge Armando Velarde Núñez Melgar, con DNI N° 10736233, según Poder que se adjunta, con domicilio en Avenida Santa Cruz Nro. 120 Oficina 301, San Isidro, a usted se presenta y dice:

Que, al amparo de lo dispuesto en el Estatuto del COES, interponemos **Recurso de Apelación** contra la decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES —comunicada a nuestra empresa mediante la carta **COES/D-992-2025** de fecha 17 de setiembre de 2025— mediante la cual se declaró INFUNDADO en todos sus extremos el Recurso de Reconsideración presentado contra la decisión contenida en la Comunicación **COES/D/DO-370-2025**. En dicha comunicación, se nos asigna responsabilidad por la interrupción de suministros en el SEIN, como consecuencia del evento **EV-050-2025** ocurrido el 16 de mayo de 2025, en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

I. PETITORIO

El recurso de apelación tiene como finalidad que el COES modifique la Decisión Impugnada sobre la base de las siguientes pretensiones:

Primero, se solicita que se reconozca la responsabilidad del COES por la decisión de deshabilitar el Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC) de la Refinería Talara durante el mantenimiento programado de la línea L-2162 (La Niña – Piura Oeste). Esta acción redujo significativamente la capacidad de respuesta ante contingencias en la zona, afectando la seguridad operativa del sistema.

Segundo, se solicita que se atribuya responsabilidad a Enel Generación Piura por la sobrecarga registrada en la línea L-2241, la cual superó el umbral del 130 % de cargabilidad, como consecuencia directa del déficit progresivo de generación de la CT Malacas.

II. FUNDAMENTOS DE HECHO Y DERECHO

1. El numeral 3.2.1 de la Decisión Impugnada, el COES señala que la desconexión de la línea L-2241 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 SE Piura Oeste […] cuyos ajustes no se encontraban definidos en el Estudio de Coordinación de Protecciones elaborado por el COES (ECP 2022)".*

> 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).

Figura 1. Numeral 3.2.1 (p. 9) de la Decisión Impugnada COES/D-992-2025.

Al respecto, es importante precisar que una actuación indebida se refiere a una respuesta no deseada de un relé o interruptor, que se produce en ausencia de una condición anómala real, como una sobrecorriente, cortocircuito u otra falla en el sistema.

En ese sentido, es preciso señalar que la protección de sobrecorriente de la celda de línea L-2241 en la Subestación Piura Oeste se activó el 16 de mayo de 2025, un minuto después de que la línea alcanzara una cargabilidad del 130%. Esta actuación se encuentra alineada con los ajustes definidos en el Estudio de Operatividad del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (PMRT), los cuales fueron revisados y aprobados por el COES.

La evidencia técnica que respalda esta afirmación se presenta en la Figura 2, donde se detallan las condiciones del sistema y la respuesta de los equipos de protección ante el evento, resaltando el compromiso a adoptar por parte de PETROPERÚ para evitar una sobrecarga mayor a 120% en las líneas de 220 kV L-2241/L-2162 (posteriormente, en el Estudio de Operatividad Fase 2 y 3 de la Refinería Talara se aumentó el umbral a 130% para evitar disparos indeseados).

El nivel de corriente se ajusta en 120% de la capacidad de la línea, este ajuste estará a disposición de los resultados del **Estudio de Operatividad** de la **Cogeneración – Carga** del **PMRT** y los compromisos a adoptar PETROPRU para evitar una sobrecarga mayor a 120% en las líneas de 220 kV. La desconexión se realiza a toda la carga de PETROPERÚ, según los resultados y recomendaciones del Estudio de Estabilidad Transitoria.

La lógica de la **Figura 82** se implementará en los relés de las líneas de marca Siemens modelos 7SJ86 (ver **Figura 83**), para ello se utilizará una etapa de tiempo definido con los siguientes ajustes:

Tabla 45. Ajustes de la función de sobrecorriente de tiempo definido para el esquema de rechazo de carga de PETROPERU

Variables de Ajuste	Sobrecorriente asociado a la linea	
	L-2241	L-2162
CT phases		
11.931.8881.101 Rated primary current	600 A	600 A
11.931.8881.102 Rated secondary current	1 A	1A
50/51 OC-3ph-A1 Defininite –T1		
21.201.661.1 Mode	on	on
21.201.661.2 Operate & flt.rec. bloced	no	no
21.201.661.8 Method of measurement	Funamental comp.	Funamental comp.
21.201.661.3 Threshold	0.700 A-sec	0.700 A-sec
21.201.661.102 Pickup delay	0.00 s	0.00 s
21.201.661.6 Operate delay	60.00 s	60.00 s

Figura 2. Fuente: EO Sistema de Transmisión Refinería Talara – Carta COES/D/DP-1297-2020.

Asimismo, los archivos fuente de los relés de la línea L-2241 en la SE Piura Oeste fueron compartidos con el COES como parte de la información para la elaboración del AECP 2022 mediante la carta CS- 308 – 21011348 del 27 de julio de 2021. En los archivos se puede apreciar la configuración del disparo para la función de sobrecorriente configurada en el relé (Figura 3).

Definite-T 1 \General		
Number	**Settings**	**Value**
21.201.661.1	Mode	Settings group 1: on
21.201.661.2	Operate & flt.rec. blocked	Settings group 1: no
21.201.661.11	1-pole operate allowed	Settings group 1: no
Number	**Settings**	**Value**
21.201.661.26	Dynamic settings	All: no
21.201.661.8	Method of measurement	Settings group 1: fundamental comp.
21.201.661.3	Threshold	Settings group 1: 567 A
21.201.661.4	Dropout ratio	Settings group 1: 0.95
21.201.661.102	Pickup delay	Settings group 1: 0 s
21.201.661.101	Dropout delay	Settings group 1: 0 s
21.201.661.6	Operate delay	Settings group 1: 60 s
Protection group	**Circuit-breaker group(s)**	
Line 1\ 87 Line diff. prot.\ General	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ 85-21Perm.overr.\ 85-21Perm.over	Circuit breaker 1:Start auto.recl., Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ 85-67N Dir. comp.\ 85-67N Dir.com	Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ 59 Overvolt.-3ph 1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Blk. auto.recl., Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ 59 Overvolt.-3ph 1\ Definite-T 2	Circuit breaker 1:Blk. auto.recl., Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ DTT\ Stage 1	Circuit breaker 1:Blk. auto.recl., Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ 50/51 OC-3ph-A1\ Definite-T 1	Circuit breaker 1:Trip	
Line 1\ DTT_RC\ Stage 1	Circuit breaker 1:Trip	

Figura 3. Tabla de ajustes del relé PL1 de la línea L-2241 en SE Piura Oeste.

SOBRE LA HABILITACIÓN DEL ESQUEMA DE REDUCCIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA (ERAC) DE LA REFINERÍA TALARA

2. En el numeral 3.2.2 de la Decisión Impugnada, el COES primero señala que *"[e]l 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"*.

   Seguidamente, en el mismo numeral 3.2.2 de la Decisión Impugnada, el COES formula que:

   "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".

> 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.

Figura 4. Extraído del numeral 3.2.2 de la Decisión Impugnada

Nota: La Figura 6 citada corresponde a la Decisión Impugnada del COES. En el presente recurso, la figura correspondiente es la Figura 5.

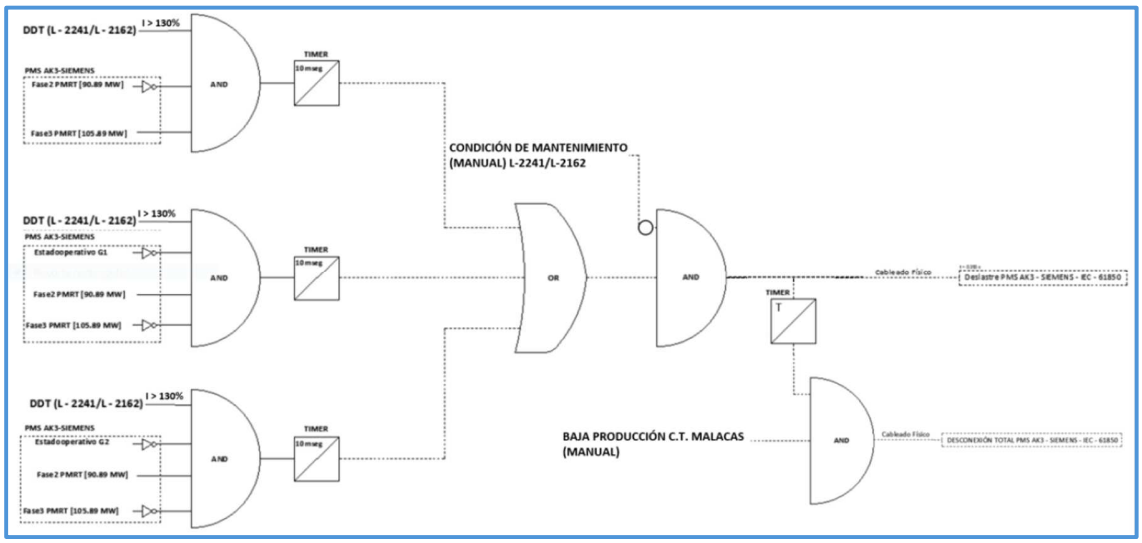


Figura 5. Esquema propuesto en el Informe Técnico que contiene la carta COES/D/DP-064-2023 (Fuente: COES)

Adicionalmente, el COES señala en la Decisión Impugnada que: *"[d]e 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".*

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.

Figura 6. Extraído del numeral 3.2.2 de la Decisión Impugnada

Con esto, concluye el COES que: *"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' "* (Figura 7).

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:

Figura 7. Extraído del numeral 3.2.2 de la Decisión Impugnada

En respuesta, aclaramos que el ERAC de la Refinería Talara no distingue si la desconexión fue intempestiva o programada, ya que no depende de señales de actuación de protecciones, sino únicamente de la posición de los interruptores de los equipos mencionados.

En el esquema de reducción de carga del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT) del Estudio de Operatividad fases 2 y 3, se define un esquema de reducción de carga ante desconexión intempestiva o por mantenimiento (ver Figura 8).

6.8 ESQUEMA DE REDUCCIÓN DE CARGA DEL PMRT

En el Estudio de Operatividad del "Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT)" se define un esquema de reducción de carga ante desconexión (intempestiva o por mantenimiento) de lo siguiente:

a) Desconexión (intempestiva por falla o por mantenimiento) de L-2162/L-2241
b) Desconexión (intempestiva por falla o por mantenimiento) de L-5010

Figura 8. Extraído del Estudio de Operatividad fases 2 y 3 – Operación Planta de Cogeneración.

Por lo tanto, el ERAC de la Refinería Talara no se limita exclusivamente a desconexiones intempestivas, como pretende señalar el COES.

El diseño del esquema responde a una necesidad operativa más amplia: aliviar la cargabilidad de las líneas L-2162 y L-2241 ante cualquier condición que genere sobrecarga, incluyendo eventos de generación que provoquen sobrecarga en una de las líneas cuando la otra se encuentra fuera de servicio.

Ahora bien, en la SE. GE1 de propiedad de Petroperú, existe una señal denominada "Condición de Mantenimiento Manual L-2241/L-2162" cuyo propósito es bloquear el esquema manualmente cuando no se requiere que esté activo. Esto implica que, durante los trabajos de mantenimiento, el COES decide si se desactiva o no dicha señal en coordinación con PETROPERÚ (ver Figura 9).

El 14 de mayo de 2025, a las 06:05 horas, el COES optó por dar la orden únicamente a Petroperú, sin coordinar con REP, de deshabilitar manualmente el esquema para salvaguardar la carga de la Refinería Talara de disparos indebidos, según lo indicado en la Decisión Impugnada: *"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"* (Figura 10).

> 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 9. Extraído de la carta COES/D/DP-064-2023

> 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.

Figura 10. Extraído del numeral 3.2.2 de la Decisión Impugnada

La interrogante sería si se considera un disparo indebido del esquema el hecho de que este se active cuando la demanda de la zona y la generación local provocan que la cargabilidad de la línea L-2241 alcancen o superen el 130%, a pesar de estar diseñado para operar bajo dicha condición. Este umbral se subió de 120% al 130% en el EO de la Refinería Fases 2 y 3, precisamente con el objetivo de evitar disparos indebidos (ver Figura 11). Además, de acuerdo con el mismo EO de Refinería Talara Fases 2 y 3, existen escenarios en los cuales la cargabilidad de una de las líneas La Niña - Piura Oeste (L-2162 o L-2241) alcance una cargabilidad del 175% (ver figura 19), lo cual sería muy perjudicial para la operación y afectaría el tiempo de vida útil de toda línea de transmisión.

> De acuerdo a lo recomendado por COES y con la finalidad de evitar falsos disparos se propone una regulación de las líneas para la desconexión de carga del PMRT considerando el ajuste de corriente del 130% de la corriente nominal de las líneas L-2241/L-2162, como entrada para la activación de la lógica propuesta en el esquema de desconexión (ver Figuras N° 46 y 47).

Figura 11. Extraído del EO de la Refinería Talara Fases 2 y 3

Por otro lado, el COES sostiene que la deshabilitación fue planificada y registrada en la Programación Semanal y los Programas Diarios de Intervenciones (14, 15 y 16.05.2025) sin observaciones por parte de REP.

Respecto a este punto, queremos señalar que, mientras el COES continúe sosteniendo —de manera equivocada— que el esquema debió permanecer deshabilitado durante el mantenimiento de uno de los enlaces La Niña – Piura Oeste, las observaciones formuladas por mi representada no habrían sido debidamente consideradas. Además, insistimos en indicar que la deshabilitación del esquema de desconexión de la carga de Petroperú no fue coordinado con REP.

Tal fue el caso del correo electrónico enviado el 21 de mayo de 2025 por mi representada, cuyo propósito fue prevenir una situación similar durante la indisponibilidad de la línea L-2162 por trabajos de Cobra (Figura 12). No obstante, dicha comunicación no fue atendida por su representada. En consecuencia, en el programa diario del 22 de mayo de 2025 se mantuvo la premisa de mantener deshabilitado el ERAC de la Refinería Talara, a pesar de las coordinaciones previamente realizadas.

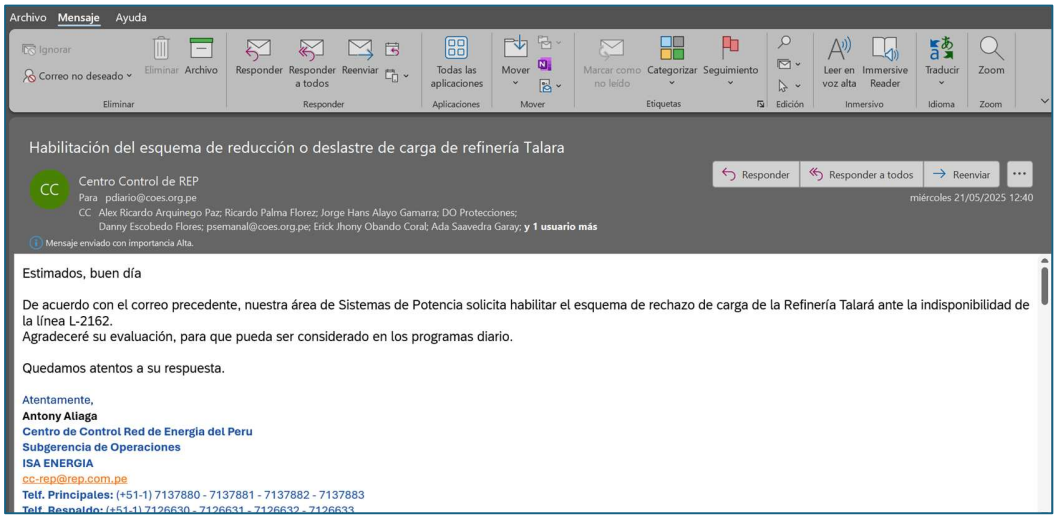
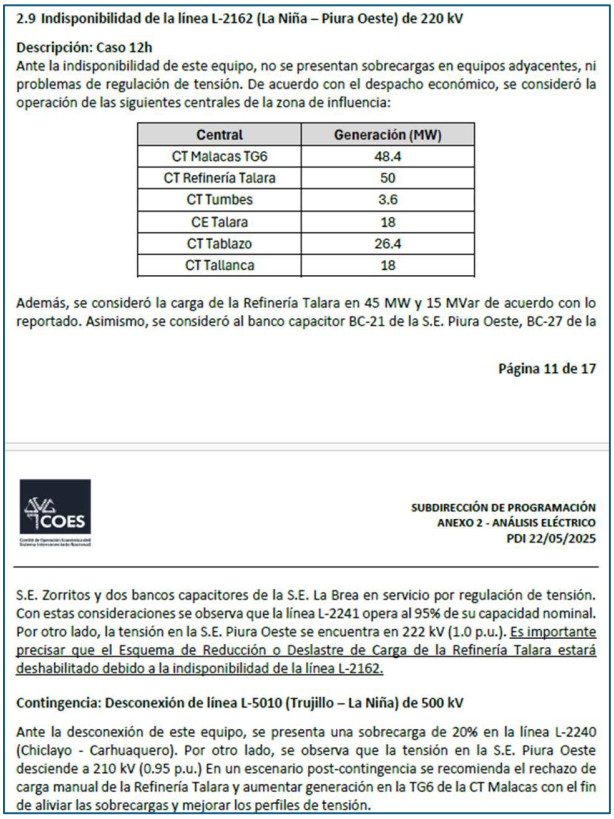


Figura 12. Comunicación de REP al COES para habilitar el ERAC de Refinería Talara enviada el 21.05.2025



2.9 Indisponibilidad de la línea L-2162 (La Niña – Piura Oeste) de 220 kV

Descripción: Caso 12h

Ante la indisponibilidad de este equipo, no se presentan sobrecargas en equipos adyacentes, ni problemas de regulación de tensión. De acuerdo con el despacho económico, se consideró la operación de las siguientes centrales de la zona de influencia:

Central	Generación (MW)
CT Malacas TG6	48.4
CT Refinería Talara	50
CT Tumbes	3.6
CE Talara	18
CT Tablazo	26.4
CT Tallanca	18

Además, se consideró la carga de la Refinería Talara en 45 MW y 15 MVar de acuerdo con lo reportado. Asimismo, se consideró al banco capacitor BC-21 de la S.E. Piura Oeste, BC-27 de la

Página 11 de 17

COES

SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN
ANEXO 2 - ANÁLISIS ELÉCTRICO
PDI 22/05/2025

S.E. Zorritos y dos bancos capacitores de la S.E. La Brea en servicio por regulación de tensión. Con estas consideraciones se observa que la línea L-2241 opera al 95% de su capacidad nominal. Por otro lado, la tensión en la S.E. Piura Oeste se encuentra en 222 kV (1.0 p.u.). Es importante precisar que el Esquema de Reducción o Deslastre de Carga de la Refinería Talara estará deshabilitado debido a la indisponibilidad de la línea L-2162.

Contingencia: Desconexión de línea L-5010 (Trujillo – La Niña) de 500 kV

Ante la desconexión de este equipo, se presenta una sobrecarga de 20% en la línea L-2240 (Chiclayo - Carhuaquero). Por otro lado, se observa que la tensión en la S.E. Piura Oeste desciende a 210 kV (0.95 p.u.) En un escenario post-contingencia se recomienda el rechazo de carga manual de la Refinería Talara y aumentar generación en la TG6 de la CT Malacas con el fin de aliviar las sobrecargas y mejorar los perfiles de tensión.

Figura 13. Análisis eléctrico del PDI 22.05.2025

3. En el numeral 3.2.3 de la Decisión Impugnada, el COES indica que se mantuvo deshabilitado el ERAC de Refinería Talara aun habiéndose presentado contingencias de generación, precisando que *"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)".*

   Adicionalmente, en la Decisión Impugnada, el COES señala lo siguiente: *"[e]n 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".*

   Al respecto, debemos indicar que el propósito del ERAC de la Refinería Talara —y su compromiso operativo— es evitar la sobrecarga de las líneas L-2241 y L-2162 ante cualquier contingencia que genere sobrecargas en alguna de ellas, considerando que una de las dos se encuentre fuera de servicio, ya sea por falla o por mantenimiento, tal como se indica en el Estudio de Operatividad fases 2 y 3 de la Refinería Talara (ver figura 8).

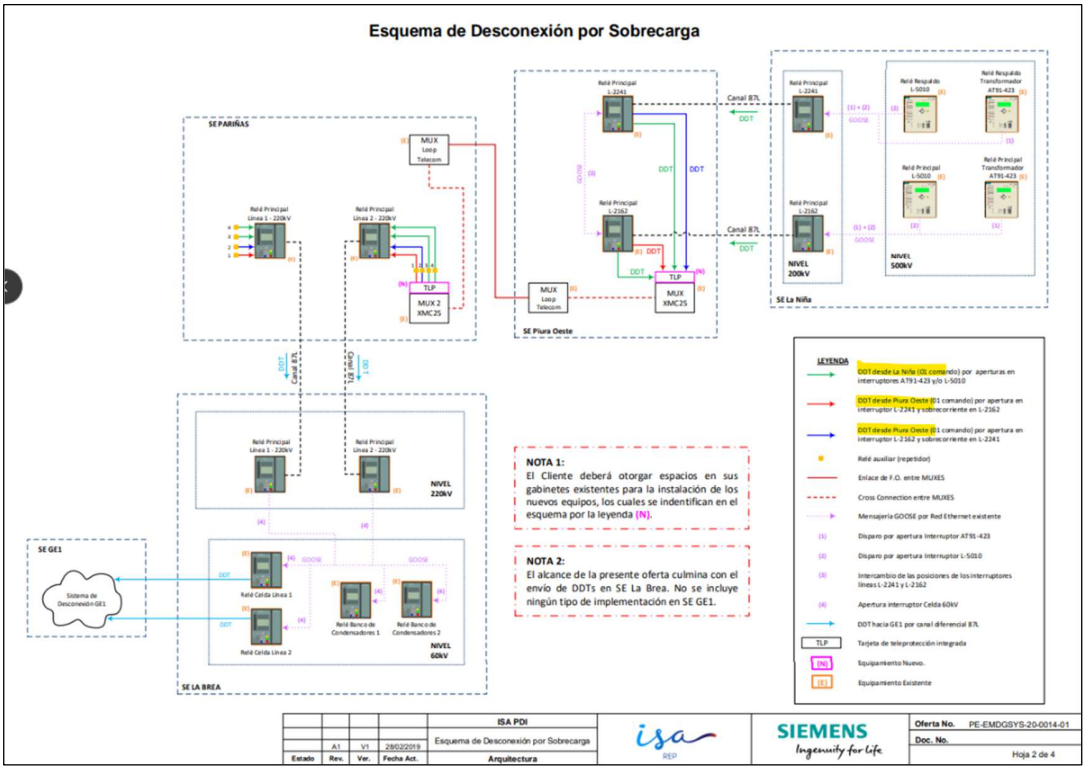


Figura 14. Diseño del esquema de desconexión por sobrecarga.

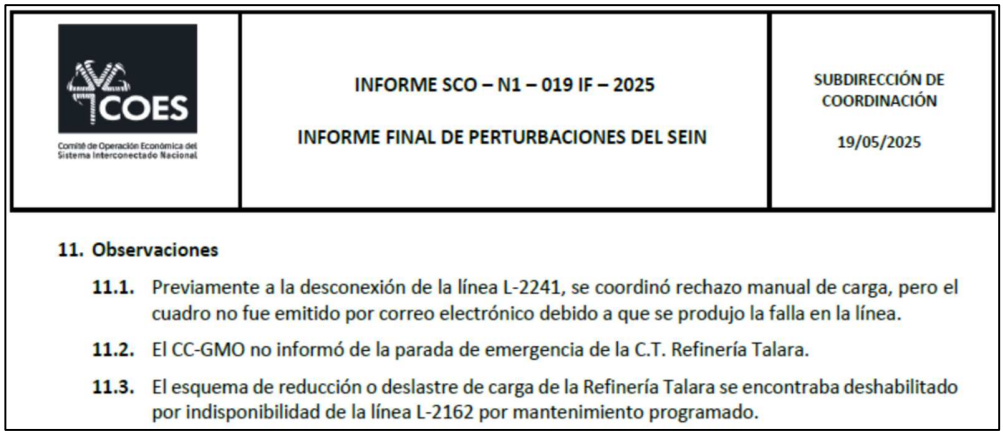
Como se ha expuesto previamente, el ERAC de la Refinería Talara debió permanecer habilitado durante el mantenimiento de la línea L-2162. No obstante, la decisión del COES de deshabilitarlo —basada en una interpretación incorrecta del estudio del esquema operativo— pudo haberse revertido el día del evento, luego de iniciado por problemas de generación de la Refinería Talara y Enel Generación Piura, con una simple coordinación con PETROPERÚ, considerando la condición previsible de sobrecarga.

De haberse realizado dicha coordinación, se habría evitado exceder el límite de cargabilidad del enlace La Niña – Piura Oeste, establecido en 130%, cumpliendo así con los compromisos operativos asumidos por Petroperú.

El esquema no se deshabilita automáticamente por el hecho de que una de las líneas de 220 kV esté fuera de servicio por mantenimiento programado; su deshabilitación solo se realiza a solicitud del COES, de manera manual y coordinada con PETROPERÚ.

Con esta acción, el COES reemplazó el esquema ERAC de la Refinería Talara —caracterizado por una actuación rápida y oportuna— por un rechazo de carga manual, cuya mayor demora en la respuesta contribuyó a agravar la condición de sobrecarga (ver recomendaciones del COES en la Figura 15). Además, considerando la emergencia

en el norte, queda la interrogante de cómo coordinaron los supuestos rechazos manuales de carga y en qué tiempo se realizaron estas coordinaciones, toda vez que, como lo indica el propio COES en las observaciones de su informe final de fallas por este evento, no emitieron por correo electrónico con el cuadro de rechazo manual de carga debido a que se produjo la falla en la línea.



COES
Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional

INFORME SCO – N1 – 019 IF – 2025

INFORME FINAL DE PERTURBACIONES DEL SEIN

SUBDIRECCIÓN DE COORDINACIÓN

19/05/2025

11. Observaciones

11.1. Previamente a la desconexión de la línea L-2241, se coordinó rechazo manual de carga, pero el cuadro no fue emitido por correo electrónico debido a que se produjo la falla en la línea.

11.2. El CC-GMO no informó de la parada de emergencia de la C.T. Refinería Talara.

11.3. El esquema de reducción o deslastre de carga de la Refinería Talara se encontraba deshabilitado por indisponibilidad de la línea L-2162 por mantenimiento programado.

Contingencia: Desconexión de línea L-5010 (Trujillo – La Niña) de 500 kV

Ante la desconexión de este equipo, se presenta una sobrecarga de 20% en la línea L-2240 (Chiclayo - Carhuaquero). Por otro lado, se observa que la tensión en la S.E. Piura Oeste desciende a 210 kV (0.95 p.u.) En un escenario post-contingencia se recomienda el rechazo de carga manual de la Refinería Talara y aumentar generación en la TG6 de la CT Malacas con el fin de aliviar las sobrecargas y mejorar los perfiles de tensión.

Figura 15. Detalle de las acciones recomendadas por el COES en un escenario post-contingencia.

¿Realmente el Coordinador de tiempo real era consciente de todo lo que venía ocurriendo en el sistema? La respuesta es que el Coordinador NO era consciente de todo lo que venía ocurriendo en tiempo real, ya que se presentaron los siguientes hechos que hicieron que el flujo por la línea L-2241 superen su capacidad nominal y luego la capacidad de emergencia aceptada por REP del 120%:

- Pérdida de la cogeneración y carga en la Refinería Talara. El COES rápidamente coordinó se recupere la carga interrumpida.
- Retrasos el ingreso de la TG5 de Malacas. Se solicitó 30 minutos para revisión y luego 1 hora adicional. Como consecuencia solo se coordinó arranque de la CT Tumbes con 17.33 MW.
- Incremento de demanda natural de la zona norte. Naturalmente, la máxima demanda en la mañana se da entre las 11:00 y 12:00 horas los días de semana.

- Pérdida de la generación de la CT Malacas (TG4 y TG6).

En resumen, el COES tuvo desde las 10:02 horas (tiempo en el cual se esperaba el ingreso de la TG5 de Malacas) para tomarse el tiempo de analizar y elaborar su cuadro de rechazo manual de carga. Sin embargo, el COES aceptó pasivamente a las 10:14 horas y luego a las 10:58 horas tiempos adicionales solicitados por Enel Generación Piura para revisión de la unidad TG5.

4. En el numeral 3.2.4 de la Decisión Impugnada, el COES indica que el esquema no debe habilitarse ante eventos de generación (refiriéndose a la salida de la TV1) sino ante escenarios súbitos de contingencia en la red de transmisión.

   Como ya se ha indicado, el esquema fue diseñado para aliviar la cargabilidad de las líneas L-2162 o L-2241 ante cualquier contingencia que genere sobrecargas en alguna de ellas, considerando que una de las dos se encuentre fuera de servicio. Es decir, una contingencia en generación, evidentemente, puede provocar la sobrecarga de la línea L-2162 o L-2241, tal como ocurrió durante el evento del 16.05.2025 con la línea L-2241 (Figura 16).

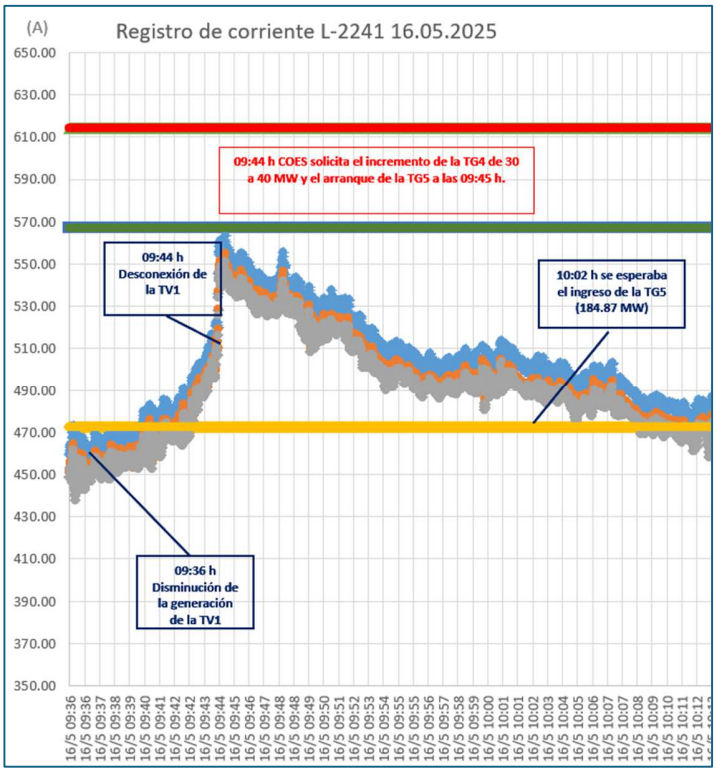


Figura 16. Sobrecarga registrada en la L-2241 por la desconexión de la TV1 de la Refinería Talara

Entonces, no resulta correcto afirmar que el esquema fue diseñado exclusivamente para contingencias de transmisión. Cualquier otra contingencia, como la desconexión de generación en la zona de Piura 60 kV o la reducción de la generación de la CT Malacas, puede generar una sobrecarga en las líneas L-2162 o L-2241, especialmente si una de ellas se encuentra fuera de servicio.

Por otro lado, la condición de mantenimiento de una de las líneas L-2241 o L-2162 agrava aún más la situación operativa del área norte. En ese contexto, la medida adoptada por el COES de deshabilitar el esquema no resulta adecuada.

5. Respecto al numeral 3.2.5 de la Decisión Impugnada, el COES señala que las coordinaciones se iniciaron a las 09:44 y se extendieron hasta las 10:33 horas, afirmando que durante todo ese periodo la línea L-2241 operó sin sobrecargas. Esta afirmación es incorrecta, como puede verificarse en la Figura 17 donde se muestra que la cargabilidad de la línea L-2241 superó su capacidad nominal durante dicho intervalo.

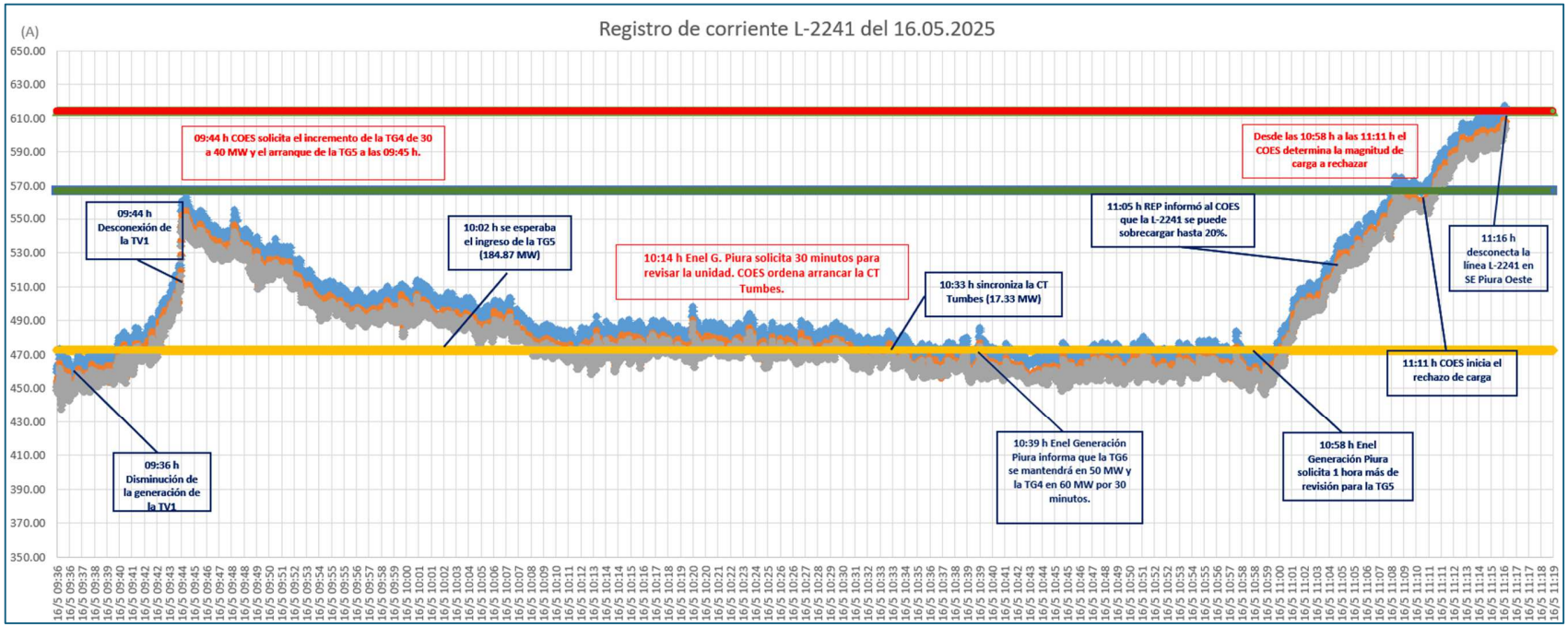


Figura 17. Registros de corriente 3 fases de la línea L-2241 el 16.05.2025

Adicionalmente, el COES señala en la Decisión Impugnada que, a las 10:39 horas, "*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*". Asimismo, indica que Enel Generación Piura informó que en 4 minutos arrancaría la unidad TG5, es decir, a las 10:43 horas.

Esta información, junto con la operación de la Central Térmica Tumbes, llevó al COES a no adoptar medidas adicionales para salvaguardar la seguridad del sistema norte. Es decir, pese a los problemas que venía reportando Enel Generación Piura, el COES optó por considerar como única alternativa operativa el ingreso de la TG5, sin contemplar escenarios en los que dicha unidad no pudiera ingresar, lo cual evidenció una falta de previsión ante una condición de riesgo previsible a puertas de la hora punta de un viernes.

> 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).

Figura 18. Extraído de la Decisión Impugnada

Durante dicho periodo del día del evento, se proyectaba un incremento de 10 MW en la demanda regional y la pérdida de 110 MW de generación proveniente de la Central Térmica Malacas, según lo informado por Enel Generación Piura, con lo cual el flujo de la línea habría alcanzado el aproximadamente 156%, lo cual pone en riesgo la operación de la línea por la apertura de empalmes y cuellos muertos. En reemplazo, el COES logró despachar únicamente 17.33 MW adicionales. Considerando que la línea L-2241 ya operaba al 100% de su cargabilidad, la ocurrencia de una sobrecarga era inminente, como puede deducirse fácilmente al realizar el balance entre la demanda adicional y la generación disponible.

El COES señala que recién a partir de las 11:00 horas, tras la formalización por parte de Enel Generación Piura de la indisponibilidad de su unidad TG5, procedió a determinar la magnitud de la carga a rechazar, iniciando la ejecución de esta medida 11 minutos después. El COES inició los rechazos de carga cuando la línea superó rápidamente el 120% de cargabilidad.

El hecho de que el COES haya actuado en función de la información proporcionada por Enel Generación Piura, por Consorcio Línea de Transmisión La Niña (Cobra) o por Petroperú, no implica ni transfiere responsabilidad alguna a REP respecto a la sobrecarga que provocó el disparo de la línea L-2241.

Asimismo, Enel Generación Piura tiene responsabilidad parcial en la sobrecarga ocurrida, al no contar con la unidad TG5 disponible para el despacho, independientemente del motivo. Cabe señalar que dicha unidad había sido programada para operar desde el programa semanal de operación y confirmada en el programa diario de la operación, por lo que su indisponibilidad afectó directamente la capacidad de respuesta ante la condición de sobrecarga.

SOBRE EL ARGUMENTO DE QUE LA DESCONEXIÓN DE LA LÍNEA L-2241 NO SERÍA INDEBIDA

6. Existe un compromiso por parte de PETROPERÚ para no sobrecargar las líneas L-2241/L-2261 por encima del umbral aprobado en las diferentes etapas del Estudio de Operatividad.

   En las fases 2 y 3 del proyecto, se estableció un umbral de sobrecorriente para la operación del Esquema de Reducción, con el objetivo de evitar disparos indebidos. Asimismo, se propuso una regulación de las líneas para la desconexión de carga del PMRT, considerando un ajuste de corriente del 130% de la corriente nominal de las líneas L-2241/L-2162 como condición de entrada para la activación de la lógica propuesta en el esquema de desconexión.

   Si bien tal función no se encuentra concebida en el Estudio de Coordinación de Protecciones (ECP 2022), los archivos fuentes de los relés de la línea L-2241, ajustados según las protecciones de la propia línea y los ajustes por el esquema adecuados en la función de sobrecorriente, fueron compartidos con el COES en julio de 2021.

   En la publicación del AECP 2022, el área responsable del ECP en el COES omitió hacer mención del ajuste de sobrecorriente de fases existentes producto del ERAC de la

Refinería Talara. Cabe recordar que dicho ajuste responde a lo establecido en el estudio de operatividad del sistema de transmisión Refinería Talara, según lo indicado en la carta COES/D/DP-1297-2020.

La razón de no aceptar sobrecargas superiores al 30% en las líneas L-2241/L-2162 se establecen en los Estudios de Operatividad con el objetivo de proteger la salud de los activos. Dicho valor fue aprobado en su momento por el COES, sin observaciones.

SOBRE LA SIMULACIÓN DE SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2241

7. En los Estudios de Operatividad, en todas las simulaciones de las fases del proyecto de modernización de la Refinería Talara, la operación del esquema de rechazo de carga se considera un elemento crítico en todas las simulaciones. Dichas simulaciones asumían permanentemente la disponibilidad de al menos una unidad de turbovapor en la SE GE1 y otra en la SE Talara. En la Figura 19, se aprecia lo mencionado.

   Lo que ocurrió el día del evento con la cargabilidad de la línea L-2241 está plasmado en el EO, donde el colapso es inminente de no estar habilitado el esquema de rechazo de carga.

D. Con proyecto – Fase 2 – 1 generador de la CT del PMRT

Como se aprecia en la Tabla 6 fue necesario reducir la demanda hasta los valores indicados, de tal forma que se pueda tener convergencia del flujo de carga para esta contingencia. Por ejemplo, en la fase 2 del periodo hidrológico de avenida para la demanda máxima se redujo la demanda del PMRT de 90.89 MW a 78.89 MW.

Los resultados de la Tabla 39 indican que la tensión llega a 0.88 p.u. en la barra de Paita 60 kV en el escenario de Avenida Máxima, transgrediendo el valor límite de 0.9 p.u. indicado en el PR-20, sin embargo, se tiene en cuenta que el proyecto no perjudicó la tensión en esta barra, pues como se observa en la anterior sección, Fase 1, esta barra ya presenta este problema, además, en esta fase se tiene una mayor carga PMRT en comparación con la Fase 1.

Los resultados mostrados en la Tabla 40 indican que ante esta contingencia la cargabilidad en la línea L-2162 llega a 175% superándose el valor límite de 130% recomendado por el COES, esta línea es paralela a la línea en contingencia, por ello se encuentra en sobrecarga, pues, solo ella asume el flujo de potencia total que circula entre la SE Piura Oeste 220 y la SE La Niña 220.

Figura 19. Estudio de estado estacionario Fase 2 y 3 Refinería Talara – Carta COES-D-DP-1572-2022

RECHAZO DE CARGA NO OPORTUNOS

8. En el numeral 3.2.5 de la Decisión Impugnada, el COES precisa que sus decisiones se basaron en los hechos que se fueron configurando en tiempo real. Al respecto, los hechos el día del evento indican que:

   - A las 06:08 horas, el COES emitió un reprograma que modificó el despacho programado para el 16.05.2025. Este cambio fue comunicado a Enel Generación Piura, desde donde se informó que, en caso de que ingresara la unidad TG4, sería necesario desconectar posteriormente la unidad TG6. Esta es la primera alerta que se tuvo respecto a la generación de la CT Malacas.

   - A las 06:40 horas, Enel Generación Piura insiste con el COES en desconectar la unidad TG6 y transferir sus 45 MW de generación a la TGN4 para optimizar el consumo de gas, es decir, sumar la generación de la TG6 al despacho mínimo de operación de la TGN4. Esta maniobra solicitada por Enel Generación contemplaba dejar sin margen la TGN4 en el corto plazo, pero tenía un sustento operativo dado por Enel Generación Piura: optimizar el consumo de gas. Esta es la segunda alerta.

   - Según el informe del CT-AF, a las 06:42 h, "*se confirmó que la TG6 continuaría operando con 45 MW hasta la sincronización de la TG5 que entraría con DIESEL con 103 MW, prevista para las 11:00 horas"*. En el informe no se indica quién confirma esta información.

   - Desde las 09:36 horas, la generación de la unidad TV1 de la Refinería Talara comenzó a disminuir de forma progresiva. Adicionalmente, a las 09:37 horas, Petroperú experimentó una pérdida de carga, tras lo cual el COES autorizó la recuperación inmediata de su carga. Hasta la fecha, no se cuenta con un informe oficial sobre este evento.

   - A las 09:42 horas se inicia una condición de sobrecarga en la línea L-2241, la cual, según los registros, se mantiene de manera continua hasta las 10:58 horas.

   - A las 09:44 horas, la unidad TV1 de Refinería Talara se desconecta. En respuesta, el COES solicita a Enel Generación Piura incrementar la generación de la unidad TG4 en 10 MW y proceder con el arranque de la unidad TG5.

   - A las 10:02 horas se tenía previsto el ingreso en operación de la unidad TG5; sin embargo, recién a las 10:14 horas Enel Generación Piura comunica la necesidad de

realizar una inspección a dicha unidad, lo que implica un retraso adicional de 30 minutos. En respuesta, el COES solicita el arranque de la unidad CT Tumbes.

- A las 10:33 horas sincronizó la CT Tumbes (17.33 MW).
- A las 10:39 horas, Enel Generación Piura informa que sus unidades TG6 y TG4 mantendrán una generación conjunta de 110 MW solo por un periodo de 30 minutos. En dicha comunicación, pese a haberse cumplido el tiempo estimado de 30 minutos para la inspección de la unidad TG5, no se proporciona información sobre su ingreso, lo que representa una tercera alerta en la gestión del evento.
- El COES decide esperar una comunicación formal por parte de Enel Generación Piura antes de determinar la magnitud de carga a rechazar, con el fin de evitar la sobrecarga de la línea L-2241. Dicha confirmación recién se recibe a las 10:58 horas.
- A las 11:00 horas, la sobrecarga en la línea L-2241 se intensifica rápidamente, presentando un crecimiento exponencial asociado a la pérdida progresiva de los 110 MW generados por la CT Malacas. Apenas ocho minutos después, la línea alcanza el 120 % de su capacidad de carga.
- A las 11:05 horas, debido a la situación de emergencia, REP informa que la línea L-2241 puede operar con una cargabilidad de hasta el 120 %, en cumplimiento con lo establecido en la NTCOTRSI.
- A las 11:11 horas, el COES inicia el rechazo de carga. Sin embargo, debido a la pérdida de generación previamente anunciada, la línea L-2241 alcanza el 130 % de su capacidad de carga en menos de cinco minutos.

Cabe señalar que el incremento de carga en la línea L-2241 era un comportamiento previsible, tanto en los Estudios de Operatividad como mediante un análisis básico del balance generación-carga en la zona.

Cada empresa es responsable de la información que proporciona en tiempo real al COES, por lo que mi representada no puede ser responsable del rápido incremento de cargabilidad de la línea L-2241, el cual, como se haa indicado era previsible por que se tenía el crecimiento de la demanda y la pérdida de generación de la CT Malacas.

No es correcto, como afirma el COES, que tras la salida de la unidad TV1 de la Refinería Talara y las acciones implementadas posteriormente, la línea L-2241 haya operado sin sobrecarga.

Considerando las condiciones del evento —día típico y hora de máxima demanda—, no resulta aceptable que la magnitud del rechazo de carga haya sido determinada una vez evidenciada la inminente sobrecarga, pese a que ya se contaba con información previa que permitía anticiparla. Ya existían al menos 03 alertas de los problemas en la CT Malacas y con la única unidad para el control de flujo de la línea L-2241.

En ese sentido, si no es posible atribuir las sobrecargas en la línea L-2241 a las disposiciones operativas del COES, corresponde esclarecer a qué actor o circunstancia se le debe dicha responsabilidad. Evidentemente, no es responsabilidad de REP.

SOBRE LA SIMULACIÓN DE SOBRECARGA DE LA LÍNEA L-2241 Y LA RESPONSABILIDAD DE LA GENERACIÓN POR LAS SOBRECARGAS

9. El COES indica que la desconexión de la línea L-2241 ocurrió cinco minutos después de haber dispuesto los Rechazos Manuales de Carga, y sostiene que no corresponde proyectar de manera lineal la corriente hasta niveles del 50%. No obstante, los hechos demuestran que el incremento de la cargabilidad fue progresivo, en línea con la reducción paulatina de la generación de la CT Malacas. En consecuencia, el COES no dispuso del tiempo necesario para completar sus medidas de mitigación por la inminente pérdida de generación, que es exclusiva responsabilidad de Enel Generación Piura.

   El informe del COES concluye que el evento fue ocasionado por una desconexión indebida de la línea L-2241, sin reconocer que el incremento de la cargabilidad —que impidió ejecutar oportunamente el corte de carga necesario para aliviar la sobrecarga— respondió a factores externos a REP.

   Además, no resulta correcto afirmar que el COES controló en tiempo real la contingencia asociada a la indisponibilidad de la unidad TV1 de la Refinería Talara, considerando que la línea L-2241 ya presentaba condiciones de sobrecarga desde las 09:42 hasta las 10:58 horas.

   Asimismo, el COES señala que la contingencia relacionada con la TG5 de Malacas derivó en la activación de Rechazos Manuales de Carga, pero no en la desconexión indeseada de la línea L-2241. En ningún momento se atribuye responsabilidad a alguna

empresa por la sobrecarga de dicha línea, pese a que esta se desconectó precisamente por ese motivo.

Cabe recordar que existía un compromiso por parte de Petroperú de no permitir sobrecargas en las líneas L-2241 y L-2162. Dicho compromiso no fue respetado por el COES al mantener deshabilitado el Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC) de la Refinería Talara durante toda la emergencia por déficit de generación.

Finalmente, el COES afirma que la línea L-2241 se desconectó sin presencia de falla, debido a un ajuste no informado ni autorizado. Sin embargo, es necesario reiterar que la desconexión se produjo por la activación de su función de sobrecorriente, al alcanzar una cargabilidad del 130%.

Tanto la asignación de responsabilidad como el contenido de la Decisión Impugnada omiten que dicha desconexión fue resultado de una sobrecarga provocada por la pérdida progresiva de generación de la CT Malacas, unidad de titularidad de Enel Generación Piura. Asimismo, se pasa por alto el compromiso establecido en el Estudio de Operatividad del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT), el cual contempla un Esquema de Rechazo Automático de Carga (ERAC) diseñado para evitar que las líneas L-2241 y L-2162, operadas por REP, superen el 130% de su capacidad de carga.

Estas condiciones contribuyeron a que la línea L-2241 alcanzara niveles de sobrecarga superiores a los previstos para ese día, comprometiendo la seguridad operativa del sistema y derivando en la pérdida de suministro eléctrico en la zona norte del SEIN.

POR TANTO:

Solicitamos a la Dirección Ejecutiva del COES reconsiderar la Decisión Impugnada COES/D-992-2025 y disponer la revocación de la resolución contenida en el documento COES/D/DO-370-2025, mediante el cual se asigna la responsabilidad a Red de Energía del Perú (REP) por las interrupciones del suministro eléctrico ocurridas el 16 de mayo de 2025, como consecuencia de la desconexión de la línea L-2241.

La responsabilidad atribuida en el documento no refleja adecuadamente la complejidad del evento ni la corresponsabilidad técnica que debe evaluarse conforme a los procedimientos operativos vigentes.

Lima, 09 de octubre de 2025

Jorge Armando Velarde Núñez Melgar
Apoderado Legal
Red de Energía del Perú SA

Jorge Armando Velarde Núñez Melgar
CAL 64644