Sumilla: Recurso de Reconsideración
Carta: Carta COES/D/DO-370-2025

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 se dirige a usted con relación a la asignación de responsabilidad por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), referidas al Evento "Rechazo Manual de Carga en la Zona Norte del SEIN y Desconexión de la Línea L-2241 (La Niña–Piura Oeste) de 220 kV" (EV-050-2025), ocurrido el día 16 de mayo de 2025 a las 11:11 y 11:16 horas. En tal sentido, comunicamos lo siguiente:

Con fecha 11 de julio de 2025, hemos sido notificados, mediante el documento **COES/D/DO-370-2025** emitido por la Dirección de Operaciones, el cual adjunta el Informe Técnico **COES/D/DO/SEV/IT-050-2025** de la misma fecha, respecto a la asignación de responsabilidad a nuestra representada por transgresiones a la NTCSE, relacionadas con la interrupción de suministros ocasionada por la desconexión de la línea L-2241 por sobrecarga, ocurrida el 16 de mayo de 2025 a las 11:16 h.

Que, de acuerdo con el Artículo Décimo Primero del Estatuto del Comité de Operación Económica del Sistema, en adelante COES, y dentro del plazo establecido, **INTERPONEMOS RECURSO DE RECONSIDERACIÓN CONTRA LA DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES N° COES/D/DO-370-2025**, notificada el 11 de julio de 2025, en virtud de las consideraciones de hecho y derecho que a continuación exponemos:

I. PETITORIO

Solicitamos que se modifique la Decisión Impugnada, sobre la base de las siguientes pretensiones:

CUESTIÓN PREVIA:

Días 14 y 15 de mayo de 2025 (días previos al evento)

1. Según el informe del Comité Técnico de Análisis de Fallas del COES (EV-050-2025), en adelante "informe del CT-AF", el 14 de mayo de 2025 a las 06:04 h, el COES coordinó con Petroperú la deshabilitación del Esquema de Reducción Automática de Carga (ERAC) de la Refinería Talara, como condición previa para la desconexión de la línea L-2162 (La Niña – Piura Oeste). Petroperú confirmó la ejecución de esta maniobra a las 06:05 h del mismo día.

   En relación con la línea L-2162, esta fue programada con corte continuo a solicitud de la Concesionaria Línea de Transmisión La Niña (CLTLN), en el marco de los trabajos correspondientes al ingreso de la SE Miguel Grau, que incluyen, entre otros, la repotenciación de dicha infraestructura. La indisponibilidad continua de la línea se inició el 14 de mayo de 2025 y continuó hasta el 28 de mayo de 2025, tal como se detalla en el (Cuadro 1).

   La programación de la línea estuvo a cargo de REP, en su calidad de titular de la instalación; sin embargo, los trabajos en campo fueron ejecutados por personal de la empresa contratista designada por la CLTLN.

Cuadro 1. Mantenimiento programado L-2162. Fuente: PDI COES del 14.05.2025.

EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	COD	INICIO	FINAL	DESCRIPCION	Dispon	TIPO
RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	LA NIÑA - PIURA OESTE	L-2162_old	19898	14/05/2025 06:00	15/05/2025 00:00	A SOLICITUD DE CONCESIONARIA LÍNEA DE TRANSMISIÓN LA NIÑA (COBRA): SECCIONAMIENTO L-2162, DESMONTAJE DE BAIPÁS ENTRE T01 Y T30, CONEXIONADO Y PRUEBAS NUEVA L-2162 LA NIÑA - SE MIGUEL GRAU, CONEXIONADO Y PRUEBAS L-2144 MIGUEL GRAU - PIURA OESTE. LA L-2144 INGRESA REPOTENCIADA 440MVA EL 13/05/25 Y NUEVO L-2162 EL 14/05/25. CON CORTE CONTINUO. REQUIERE L-2241 CON RECIERRES DESHABILITADOS. (R0119076)	F/S	OTROS

Con lo indicado precedentemente, era de conocimiento de los agentes del SEIN y del COES, que el mantenimiento dejó al subsistema eléctrico[1] conectado al SEIN **únicamente a través de la línea L-2241** (Figura 1).

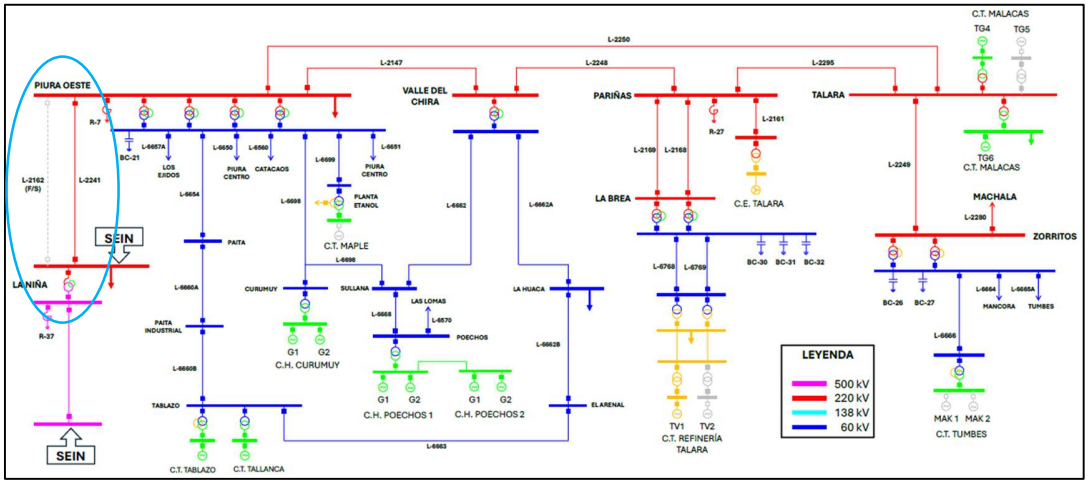

Figura 1. Diagrama unifilar de la zona de influencia del evento. Fuente: COES.

Esta dependencia de un solo enlace **incrementó significativamente la vulnerabilidad operativa del sistema, ya que cualquier falla o sobrecarga en la línea L-2241 podría provocar interrupciones del suministro eléctrico en parte del norte del país**. Si bien las fallas son eventos impredecibles, las sobrecargas sí pueden anticiparse y mitigarse mediante mecanismos de alivio establecidos en la NTCOTRSI y en los procedimientos técnicos del COES, como el rechazo de carga (automático o manual).

Además, como particularidad de la zona, por el ingreso de la Refinería Talara en la zona norte del SEIN (año 2021), se cuenta con un esquema especial de reducción automática de carga que, ante la indisponibilidad de uno de los dos únicos enlaces La Niña – Piura Oeste 220 kV (L-2241 o L-2162), mitiga la sobrecarga en el enlace que quedase operativo en caso se supere el umbral establecido del 30% de sobrecarga, garantizando de esa manera la continuidad del servicio del subsistema eléctrico descrito, tal cual se observa a continuación:

[1] Incluye las centrales Malacas, Tallanca, Tablazo, Curumuy, Poechos 1, Poechos 2, la Central Eólica Talara y las subestaciones Piura Oeste, Valle del Chira, Talara, Pariñas y Zorritos

Se estableció el umbral de sobrecorriente para la operación del Esquema de Reducción considerando 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).

2. Como parte de las decisiones tomadas por el COES y, conforme a lo descrito, durante el mantenimiento de la L-2162, el programa de operación COES del 14 de mayo de 2025 contempló la operación de las unidades TGN4 y TG5 de la Central Térmica Malacas con el objetivo de cubrir la demanda regional prevista (ver Cuadro 2). La máxima demanda de la zona se analizó en el escenario de las 12 horas.

Cuadro 2. Despacho programado del 14.05.2025. Fuente: COES.

Día Hora	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	PQE-EOLICO-TALARA	REFINERIA TALARA TV1	REFINERÍA TALARA TV2
06:00					48.4	19.9		
06:30			27.7		48.4	19.9		
07:00			25.6		48.4	19.6		
07:30			25.6		48.4	18.9		
08:00			34.4		48.4	17.5		
08:30			41.5		48.4	16.6		
09:00			50.9		48.4	17.0		
09:30	4.9	8.5	56.6		48.4	17.3		
10:00	3.6	3.6	25.6	102.6		17.6		
10:30	3.6	3.6	25.6	102.6		17.7		
11:00	3.6	3.6	30.6	102.6		17.2		
11:30	3.6	3.6	76.1	102.6		17.2		
12:00	3.6	3.6	48.6	102.6		18.7		
12:30			56.1	102.6		19.8		
13:00			52.0	102.6		20.1		
13:30			50.3	102.6		20.2		
14:00			52.9	102.6		19.7		
14:30			54.9	102.6		19.3		

El despacho programado por el COES para el 14 de mayo de 2025 se ejecutó conforme a lo previsto, como se muestra en el Cuadro 4. Cabe indicar que la CT Refinería no generó ese día (14 de mayo); por lo tanto, desde dicha fecha su demanda era atendida principalmente por la línea L-2241 y la generación local. A

pesar de esto -que es saber que la CT Refinería no generó lo requerido por su propia demanda y recibió suministro exclusivamente desde el SEIN-, el COES mantuvo deshabilitado el ERAC de Petroperú.

Cuadro 3. Despacho ejecutado del 14.05.2025. Fuente: COES.

HORA	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	PQE-EOLICO-TALARA	REFINERIA TALARA TV	REFINERIA TALARA TV
06:00	0.00	0.00	46.80	0.00	0.00	14.40		
06:30	25.40	0.00	47.00	0.00	0.00	15.40		
07:00	23.90	0.00	46.70	0.00	0.00	17.40		
07:30	23.20	0.00	46.30	0.00	0.00	14.90		
08:00	25.10	0.00	46.80	0.00	0.00	12.90		
08:30	34.90	0.00	46.70	2.50	2.40	11.10		
09:00	39.50	0.00	46.20	3.60	3.60	8.30		
09:30	25.70	43.60	46.40	3.90	3.60	8.70		
10:00	25.30	102.00	0.00	3.60	3.60	8.20		
10:30	26.10	101.80	0.00	3.60	3.70	8.40		
11:00	25.00	101.10	0.00	3.50	3.70	7.80		
11:30	24.30	99.00	0.00	3.60	3.70	7.60		
12:00	24.30	99.20	0.00	3.70	3.70	13.00		
12:30	25.30	100.90	0.00	3.60	0.00	14.20		
13:00	25.20	102.10	0.00	3.70	0.00	12.10		
13:30	25.60	101.20	0.00	0.00	0.00	12.80		
14:00	23.80	97.70	0.00	0.00	0.00	16.20		
14:30	24.60	99.10	0.00	0.00	0.00	17.30		

De igual manera, para el día 15 de mayo de 2025, la situación del despacho programado y el despacho ejecutado guardaron relación (ver Cuadro 4 versus Cuadro 5). Además, en el Cuadro 5, que corresponde al despacho ejecutado, se puede apreciar que la unidad TV1 de la Central Térmica de la Refinería Talara inicia su operación a partir de las 11:00 horas con el objetivo de atender prioritariamente la demanda interna de la refinería, en concordancia con lo establecido en su estudio de operatividad.

Cuadro 4. Despacho programado para el 15.05.2025.

Día Hora	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	PQE-EOLICO-TALARA	REFINERIA TALARA TV1	REFINERÍA TALARA TV2
08:00	3.6		38.8		48.4	14.3		
08:30	3.6		54.9		48.4	13.5		
09:00	3.6		55.2		48.4	13.2		
09:30	3.6		25.6	102.6	38.2	12.9		
10:00	3.6		25.6	102.6	35.6	12.8		
10:30			25.6	102.6	42.4	12.7		
11:00			27.3	102.6	48.4	12.3		
11:30			25.6	102.6	48.4	12.4		
12:00			25.6	102.6	48.4	13.5		
12:30			54.0	102.6		14.6		
13:00			54.4	102.6		15.2		
13:30			53.2	102.6		15.4		
14:00			51.2	102.6		14.7		
14:30			54.7	102.6		13.9		

Cuadro 5. Despacho ejecutado el 15.05.2025

A	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	PQE-EOLICO-TALARA	REFINERIA TALARA T	REFINERÍA TALARA T
08:00	0.00	104.70	46.50	0.00	0.00	19.60	0.00	
08:30	0.00	102.70	46.10	0.00	0.00	16.60	0.00	
09:00	0.00	101.50	46.20	0.00	0.00	17.80	0.00	
09:30	0.00	103.00	45.90	0.00	0.00	17.50	0.00	
10:00	0.00	103.50	46.00	0.00	0.00	14.90	0.00	
10:30	0.00	101.70	45.80	0.00	0.00	10.60	0.00	
11:00	0.00	101.80	46.00	0.00	0.00	8.40	7.00	
11:30	0.00	104.20	46.00	0.00	0.00	6.40	18.90	
12:00	0.00	100.30	45.30	0.00	0.00	5.80	20.00	
12:30	0.00	100.50	45.60	0.00	0.00	10.20	30.40	
13:00	0.00	102.70	45.90	0.00	0.00	9.10	35.30	
13:30	0.00	99.40	45.60	0.00	0.00	9.80	35.20	
14:00	0.00	100.40	45.30	0.00	0.00	7.60	34.90	
14:30	25.50	51.50	45.80	0.00	0.00	6.70	34.50	
15:00	25.20	0.00	45.70	0.00	0.00	5.80	33.20	
15:30	25.20	0.00	45.60	0.00	0.00	4.10	34.80	
16:00	29.80	0.00	45.50	0.00	0.00	3.80	35.30	

Día 16 de mayo de 2025 (día del evento)

3. El despacho programado del día del evento (16.05.2025), emitido por el Programa Diario de Operaciones del COES, fue similar a los programas de los días previos: consideraba la operación de la CT Malacas (TG6 y TG5) y la CT Tumbes. Por otro lado, la TV1 de la CT Refinería Talara continuaba despachando para atender gran parte de la demanda de la refinería, como el día previo.

Cuadro 6. Despacho programado el 16.05.2025

Día Hora	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	PQE-EOLICO-TALARA	REFINERIA TALARA TV1	REFINERÍA TALARA TV2
08:00		6.9			48.4	10.0	30.0	
08:30	7.0	8.5			48.4	9.4	30.0	
09:00	3.6			102.6	25.6	8.7	30.0	
09:30	3.6			102.6	25.6	8.1	30.0	
10:00	3.6			102.6	25.6	7.4	30.0	
10:30	3.6			102.6	25.6	7.3	30.0	
11:00	3.6			102.6	25.6	7.5	30.0	
11:30	3.6			102.6	25.6	8.0	30.0	
12:00	8.8	8.5	53.4		48.2	8.7	30.0	
12:30	8.8	8.5	56.4		48.2	9.2	30.0	
13:00	8.8	8.5	54.6		48.2	9.6	30.0	
13:30	8.8	8.5	52.6		48.2	10.1	30.0	
14:00	8.8	8.5	51.5		48.2	10.6	30.0	
14:30	8.8	8.5	49.8		48.2	10.7	30.0	
15:00	8.8	8.5	47.8		48.2	10.7	30.0	

4. Sobre el Reprograma de Operación B emitido por el COES el día del evento, según el informe del CT-AF, el COES coordinó con Enel Generación Piura la modificación del despacho dispuesto en el Programa de Operaciones COES/D/DO/SPR-IPDO-136-2025 a las 06:08 h.

   El COES coordinó el arranque de la TGN4 estando en servicio la TG6. Sin embargo, Enel Generación Piura le informó al COES que, si la TG4 ingresaba, posteriormente debía desconectar la unidad TG6. La respuesta del COES fue mantener la TG6 según el despacho previsto y la TGN4 con carga mínima hasta las 08:00 h, y que posteriormente evaluarían incrementar su generación.

   Media hora después, a las 06:40 h, Enel Generación Piura insiste 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**.

   EL COES por su parte, no acepta la propuesta del titular de las unidades, dando la instrucción de mantener la TG6 despachando con menor generación hasta la sincronización de la TG5, programada inicialmente entre las 08:30 y 09:00 h. Se

puede apreciar que Enel Generación Piura intentó comunicar las restricciones de sus unidades TGN4 y TG6 al COES, más no podemos asegurar que la comunicación fue realizada de manera expresa hacia el COES.

Posteriormente, 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". No obstante, en el informe no se precisa quién confirma esta instrucción. Inferimos, por tanto, que fue el titular de la CT Malacas, Enel Generación Piura. Finalmente, luego de las coordinaciones entre Enel Generación Piura y el COES, se emitió el reprograma B del 16.05.2025 (Cuadro 7).

Cuadro 7. Reprograma B del 16.05.2025

Día Hora	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	PQE-EOLICO-TALARA	REFINERIA TALARA TV1
08:30			25.6		48.4	7.7	30.0
09:00			25.6		48.4	7.3	30.0
09:30			28.9		48.4	7.1	30.0
10:00			33.7		48.4	6.9	30.0

Nota: Los datos brindados en el punto 2 del presente recurso fueron extraídos del numeral 11.4 del Informe del CT-AF.

5. Por otro lado, en las instalaciones de Petroperú, a las 09:36 h del 16.05.2025, la generación de la TV1 de la CT Refinería Talara, con 29.73 MW, disminuía paulatinamente. Por otro lado, a las 09:37 horas, Petroperú perdió carga (de 41,43 MW a 29,43 MW) por un evento que se encuentra en investigación según lo informado el Informe N° COES/D/DO/SEV/IT-050-2025.

   Luego de este evento, el COES autorizó a Petroperú la recuperación de su carga interrumpida, puesto que no tenían ningún evento en alta tensión (red de 220 kV).

Para ese momento, la sobrecarga en la L-2241 era del 5%, situación que fue informada por REP al COES desde las 09:43 h. Solo 2 minutos después, la línea se encontraba con 18 % de sobrecarga, como se muestra en los registros de corriente en la línea L-2241 (Figura 2).

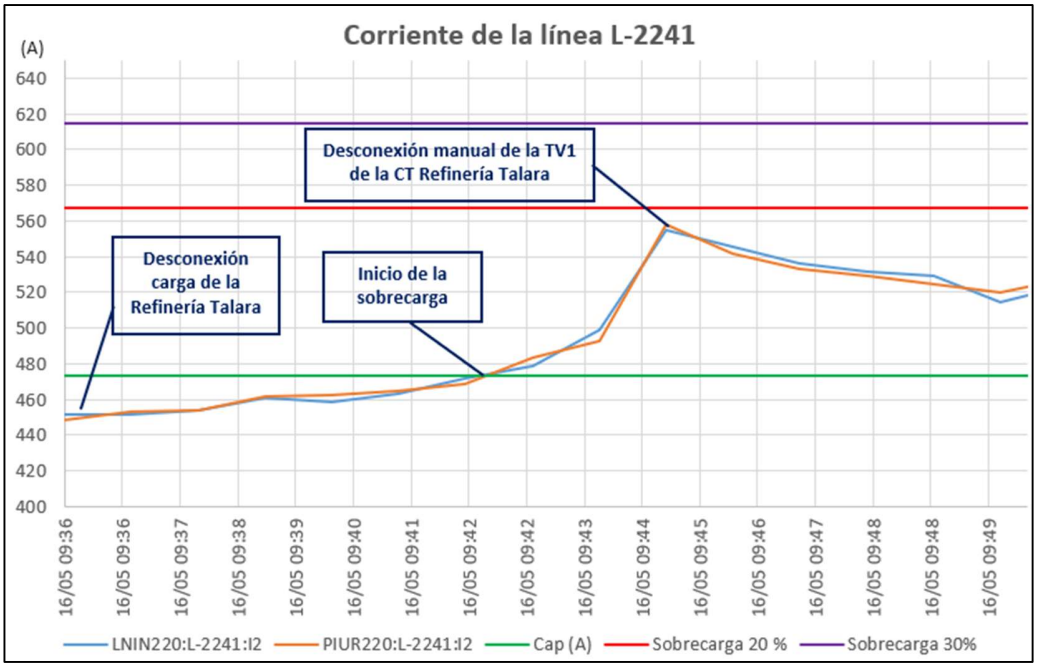

Figura 2. Registro de corriente de la línea L-2241 durante los eventos en las instalaciones de Petroperú.

Esto sucedió porque a las 09:44 h, Petroperú desconectó manualmente la TV1, reduciendo la generación local del subsistema. El COES, para mitigar la sobrecarga, da la orden a Enel Generación Piura para aumentar la generación de la TGN4 de la CT Malacas a 40 MW a las 09:44 h.

6. Tras la desconexión de la unidad TV1 de la Central Térmica Refinería Talara, el COES, en coordinación con Enel Generación Piura, ordenó el arranque de la unidad TG5 de la Central Térmica Malacas a las 09:45 h. Posteriormente, a las 09:49 h, Petroperú declaró la indisponibilidad de la unidad TV1 por un periodo mínimo de 4 horas. A las 09:51 h, el COES autorizó a Enel Generación Piura incrementar la generación de la unidad TGN4 a su valor máximo, con el objetivo de aliviar la sobrecarga en la línea L-2241, que en ese momento llegaba al 10%.

Es importante resaltar que, tras el aviso de indisponibilidad de la generación de la CT Refinería Talara hecha por Petroperú al COES, no se coordinó la habilitación del Esquema Automático de Reducción de Carga de Petroperú, a pesar de que dicho esquema estaba diseñado para mitigar sobrecargas en el enlace La Niña – Piura Oeste 220 kV ante contingencias.

7. A partir de las 10:00 h, el COES coordinó con Enel Generación Piura aumentar nuevamente la generación en la TGN4 por el evento en las instalaciones de Petroperú, hasta el arranque de la TG5.

   A las 10:14 h, ante la demora del arranque de TG5 de Enel Generación Piura, el COES coordinó con ELECTROPERÚ arrancar las unidades MAK 1 y MAK 2 de la CT Tumbes, las cuales sincronizaron a las 10:33 h, y 10:39 h, respectivamente.

   A las 10:39 h, Enel Generación Piura informó al COES que la generación de la CT Malacas se mantendrá en 60 MW para la TGN4 y 50 MW para la TG6 por 30 minutos como máximo debido a la reducción de la presión del ducto de gas. Para este punto se confirma que existía una restricción de gas en las instalaciones de la CT Malacas tal como informó Enel Generación Piura 03 horas antes al COES.

8. Respecto a la CT Tumbes, a las 10:48 h, el COES autoriza a ELECTROPERÚ llevar sus unidades a máxima generación.

   Por otro lado, a las 10:58 h, Enel Generación Piura reportó que un problema en el arranque de la TG5 de Malacas, requiriendo la unidad por 1 hora para la revisión. Adicionalmente, Enel Generación Piura informa que la TGN4 ya no tiene margen e irá reduciendo su generación. El COES da instrucciones para mantener el despacho de la TGN4 en 25 MW y la TG6 en 40 MW. A partir de las 11:00 horas, la línea L-2241 empezó a sobrecargarse nuevamente.

9. A las 11:05, REP informa que la L-2241 puede sobrecargarse hasta 20% por 2 horas al ser una situación de emergencia. Este aspecto de vital importancia para la provisión de electricidad a toda la zona extremo norte del país (todo Piura y Tumbes), no fue analizada correctamente por el COES, como se aprecia en los numerales siguientes.

10. Recién a las 11:11, el COES inició con el rechazo de carga debido a que la línea L-2241 superaba el límite de sobrecarga autorizado por REP. Solo 1 minuto después, la línea L-2241 alcanza el 25% de sobrecarga, con tendencia al incremento por la disminución en la generación y el aumento de la demanda regional de la zona en dicho periodo (máxima demanda).

11. Minutos después, a las 11:16 horas, desconectaron los bancos de la SE La Brea y consecutivamente, disparó la línea L-2241 en el extremo de SE Piura Oeste 220 kV, al alcanzar una sobrecarga del 30 %, interrumpiendo los siguientes suministros:

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	APA-PIURA OESTE	12	11:16:23	11:31:23	15
2	CFR-PV-ALFONSO-UGARTE(SUB GENERAL 1)	0,1	11:16:23	11:32:23	16
3	CFR-PV-ALFONSO-UGARTE(SUB GENERAL 2)	0,22	11:16:23	11:32:23	16
4	CNP-CEMENTOS PIURA(PLANTA PIURA)	18,28	11:16:23	11:26:23	10
5	CNP-SE CEMENTOS PIURA(ID FAN CRUDO)	2,67	11:16:23	11:26:23	10
6	CNP-SE CEMENTOS PIURA(MOLINO CRUDO)	2,18	11:16:23	11:26:23	10
7	ENO- CASTILLA(A1095)	3,5	11:16:23	11:39:53	23,5
8	ENO- CASTILLA(A1096)	3,7	11:16:23	11:39:53	23,5
9	ENO- CASTILLA(A1934)	3	11:16:23	11:39:53	23,5
10	ENO-CASTILLA(A1097)	1,2	11:16:23	11:32:43	16,33
11	ENO-CASTILLA(A1123)	3,7	11:16:23	11:32:43	16,33
12	ENO-CASTILLA(A1131)	0,75	11:16:23	11:32:43	16,33
13	ENO-CEREZOS(A1060)	0,75	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
14	ENO-CHULUCANAS(A1071)	3	11:16:23	12:20:43	64,33
15	ENO-CHULUCANAS(A1071)	3,4	11:16:23	12:20:43	64,33
16	ENO-CHULUCANAS(A1402)	2,24	11:16:23	12:20:43	64,33
17	ENO-CHULUCANAS(A1410)	0,1	11:16:23	12:20:43	64,33
18	ENO-CHULUCANAS(A1522)	1,26	11:16:23	12:20:43	64,33
19	ENO-CHULUCANAS(A1933)	1,62	11:16:23	12:20:43	64,33
20	ENO-CONSTANTE(A1077)	0,02	11:16:23	11:51:43	35,33
21	ENO-CONSTANTE(A1078)	1,42	11:16:23	11:51:43	35,33
22	ENO-CORRALES(A1202)	0,11	11:16:23	11:34:24	18,02

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
			11:43:41	12:02:43	19,03
23	ENO-CORRALES(A1203)	1,5	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
24	ENO-CORRALES(A1204)	1,75	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
25	ENO-COSCOMBA(A1134)	1,7	11:16:23	11:34:53	18,5
26	ENO-COSCOMBA(A1931)	1,95	11:16:23	11:34:53	18,5
27	ENO-EJIDOS(A1125)	1,8	11:16:23	11:35:16	18,88
28	ENO-EJIDOS(A1126)	1,5	11:16:23	11:35:16	18,88
29	ENO-EJIDOS(A1128)	5	11:16:23	11:35:16	18,88
30	ENO-EJIDOS(A1132)	7,2	11:16:23	11:35:16	18,88
31	ENO-EL ARENAL(A1027)	1,9	11:16:23	12:11:43	55,33
32	ENO-EL ARENAL(A1028)	0,5	11:16:23	12:11:43	55,33
33	ENO-EL ARENAL(A1029)	1,2	11:16:23	12:11:43	55,33
34	ENO-EL ARENAL(A1030)	1,6	11:16:23	12:11:43	55,33
35	ENO-EL ARENAL(A1031)	1,2	11:16:23	12:11:43	55,33
36	ENO-LA CRUZ(A1052)	1,55	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
37	ENO-LA UNION(A1079)	3,1	11:16:23	11:40:53	24,5
38	ENO-LA UNION(A1080)	0,64	11:16:23	11:40:53	24,5
39	ENO-LA UNION(A1701)	0,9	11:16:23	11:40:53	24,5
40	ENO-LA UNION(A1702)	0,82	11:16:23	11:40:53	24,5
41	ENO-LAS LOMAS(A1526)	3,4	11:16:23	13:50:43	154,33
42	ENO-LAS LOMAS(A1527)	1,31	11:16:23	13:50:15	153,87
43	ENO-LAS LOMAS(A1528)	2,51	11:16:23	13:50:43	154,33
44	ENO-LOMA LARGA(A1404)	1,27	11:16:23	12:20:43	64,33
45	ENO-LOMA LARGA(A1405)	0,47	11:16:23	12:20:43	64,33
46	ENO-MALACAS(A1302)	2,09	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
47	ENO-MALACAS(A1303)	3,16	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
48	ENO-MALACAS(A1304)	2,86	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
49	ENO-MALACAS(A1305)	1,09	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
50	ENO-MALACAS(A1306)	0,13	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
51	ENO-MÁNCORA(A1056)	2,16	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
52	ENO-MANCORA(A1210)	1,38	11:16:23	11:34:24	18,02

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
			11:43:41	12:01:53	18,2
53	ENO-MÁNCORA(A1301)	2,01	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
54	ENO-MORROPÓN(A1403)	0,93	11:16:23	12:20:00	63,62
55	ENO-MORROPÓN(A1406)	2,89	11:16:23	12:20:00	63,62
56	ENO-PAITA INDUSTRIAL(A1612)	3	11:16:23	12:07:43	51,33
57	ENO-PAITA INDUSTRIAL(A1613)	3	11:16:23	12:07:43	51,33
58	ENO-PAITA INDUSTRIAL(A1614)	2,6	11:16:23	12:07:43	51,33
59	ENO-PAITA(A1020)	2,7	11:16:23	12:02:00	45,62
60	ENO-PAITA(A1022)	6,3	11:16:23	11:56:11	39,8
61	ENO-PAITA(A1604)	3,5	11:16:23	11:56:11	39,8
62	ENO-PAITA(A1605)	4	11:16:23	11:56:11	39,8
63	ENO-PAITA(A1606)	5,4	11:16:23	11:56:11	39,8
64	ENO-PAITA(A1607)	2,5	11:16:23	11:56:11	39,8
65	ENO-PAITA(A1608)	2,6	11:16:23	11:56:11	39,8
66	ENO-PAITA(A1610)	1,7	11:16:23	12:02:00	45,62
67	ENO-PAITA(A1611)	3,1	11:16:23	11:56:11	39,8
68	ENO-PIURA CENTRO(A1001)	4,43	11:16:23	11:31:53	15,5
69	ENO-PIURA CENTRO(A1004)	1,89	11:16:23	11:31:53	15,5
70	ENO-PIURA CENTRO(A1005)	4,26	11:16:23	11:31:53	15,5
71	ENO-PIURA CENTRO(A1006)	1,41	11:16:23	11:31:53	15,5
72	ENO-PIURA CENTRO(A1007)	0,7	11:16:23	11:32:03	15,67
73	ENO-PIURA CENTRO(A1008)	2,84	11:16:23	11:31:53	15,5
74	ENO-PIURA CENTRO(A1009)	2,3	11:16:23	11:31:53	15,5
75	ENO-PIURA CENTRO(A1002)	5,09	11:16:23	11:32:43	16,33
76	ENO-PIURA CENTRO(A1003)	3,7	11:16:23	11:32:43	16,33
77	ENO-PIURA CENTRO(A1133)	4,9	11:16:23	11:32:43	16,33
78	ENO-PIURA CENTRO(A1940)	4,4	11:16:23	11:32:43	16,33
79	ENO-PIURA CENTRO(A1941)	1,95	11:16:23	11:32:43	16,33
80	ENO-PIURA CENTRO(A1943)	2,81	11:16:23	11:32:43	16,33
81	ENO-PIURA CENTRO(A1945)	3,35	11:16:23	11:32:43	16,33
82	ENO-POECHOS(A1018)	3,15	11:16:23	12:19:00	62,62
83	ENO-POECHOS(A1019)	1,13	11:16:23	12:19:00	62,62
84	ENO-POECHOS(A1525)	0,1	11:16:23	12:19:00	62,62
85	ENO-PUERTO PIZARRO(A1083)	0,2	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
86	ENO-PUERTO PIZARRO(A1094)	0,86	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
87	ENO-PUERTO PIZARRO(A1922)	0,92	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
88	ENO-QUIROZ(A1016)	1,2	11:16:23	14:37:00	200,62
89	ENO-QUIROZ(A1017)	0,5	11:16:23	14:37:00	200,62
90	ENO-QUIROZ(A1508)	0,5	11:16:23	14:37:00	200,62
91	ENO-SC COSCOMBA(A1124)	4,7	11:16:23	11:35:43	19,33
92	ENO-SC COSCOMBA(A1129)	4,5	11:16:23	11:35:43	19,33
93	ENO-SC COSCOMBA(A1130)	3,2	11:16:23	11:44:49	28,43
94	ENO-SC COSCOMBA(A1930)	3	11:16:23	11:35:43	19,33
95	ENO-SECHURA(A1068)	0,9	11:16:23	11:50:43	34,33
96	ENO-SECHURA(A1069)	2,96	11:16:23	11:50:43	34,33
97	ENO-SET LOS EJIDOS DEL NORTE(A1127)	0,63	11:16:23	11:50:16	33,88
98	ENO-SULLANA(A1011)	4,8	11:16:23	12:00:53	44,5
99	ENO-SULLANA(A1012)	2,5	11:16:23	11:56:43	40,33
100	ENO-SULLANA(A1013)	1,77	11:16:23	11:55:53	39,5
101	ENO-SULLANA(A1014)	0,7	11:16:23	12:01:43	45,33
102	ENO-SULLANA(A1015)	3,51	11:16:23	11:56:43	40,33
103	ENO-SULLANA(A1209)	3,85	11:16:23	11:55:00	38,62
104	ENO-SULLANA(A1511)	4	11:16:23	12:01:43	45,33
105	ENO-SULLANA(A1512)	2,9	11:16:23	11:56:43	40,33
106	ENO-SULLANA(A1520)	1,93	11:16:23	12:01:43	45,33
107	ENO-SULLANA(A1523)	4,85	11:16:23	11:56:43	40,33
108	ENO-SULLANA(A1524)	6,9	11:16:23	12:01:43	45,33
109	ENO-SULLANA(A1942)	3,14	11:16:23	11:56:43	40,33
110	ENO-SULLANA(A1944)	4	11:16:23	12:01:43	45,33
111	ENO-TIERRA COLORADA(A1023)	1,13	11:16:23	12:00:43	44,33
112	ENO-TIERRA COLORADA(A1024)	1,79	11:16:23	12:00:43	44,33
113	ENO-TIERRA COLORADA(A1025)	0,19	11:16:23	12:00:43	44,33
114	ENO-TIERRA COLORADA(A1026)	3,43	11:16:23	12:00:43	44,33
115	ENO-TIERRA COLORADA(A1602)	0,91	11:16:23	12:00:43	44,33
116	ENO-TIERRA COLORADA(A1603)	1,18	11:16:23	12:00:43	44,33
117	ENO-TUMBES(A1044)	2,89	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
118	ENO-TUMBES(A1045)	0,65	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
119	ENO-TUMBES(A1046)	3,78	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
120	ENO-TUMBES(A1047)	3,41	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
121	ENO-TUMBES(A1048)	2,74	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:01:53	18,2
122	ENO-TUMBES(A1061)	0,38	11:16:23	11:34:24	18,02

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
			11:43:41	12:02:43	19,03
123	ENO-TUMBES(A1082)	5,09	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
124	ENO-TUMBES(A1085)	0,72	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
125	ENO-ZARUMILLA(A1049)	1,32	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
126	ENO-ZARUMILLA(A1050)	2,06	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
127	ENO-ZARUMILLA(A1051)	0,7	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
128	ENO-ZARUMILLA(A1088)	0,27	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
129	ENO-ZORRITOS(A1053)	0,23	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
130	ENO-ZORRITOS(A1054)	0,95	11:16:23	11:34:24	18,02
			11:43:41	12:02:43	19,03
131	GMP-PLANTA DE GAS TALARA(MC-5110)	1,1	11:16:23	19:04:23	468
132	MAK-MAKRO VES(TABLERO GENERAL)	0,191	11:16:23	11:32:23	16
133	PTR-C.T. REFINERÍA TALARA	3,924	11:16:23	12:26:00	69,62
134	PTR-REFINERÍA TALARA	26,279	11:16:23	12:26:00	69,62
135	PTR-SE1(TAB SERVICIOS ALIM NORMAL SALA DE CONTROL)	0,06	11:16:23	12:26:00	69,62
136	PTR-SET(BAS OP1; OP2; OP3_18)	0,003	11:16:23	12:26:00	69,62
137	PTR-SET(CASA BOMBA N° 5_09)	0,126	11:16:23	12:26:00	69,62
138	PTR-SET(CASA DE BOMBA 06 C-06)	0,195	11:16:23	12:26:00	69,62
139	PTR-SET(CASA DE BOMBA 06 C-16)	0,51	11:16:23	12:26:00	69,62
140	PTR-SET(CCC)	0,017	11:16:23	12:26:00	69,62
141	PTR-SET(CCC-SERV.INDUSTRIALES)	0,091	11:16:23	12:26:00	69,62
142	PTR-SET(MUELLE - LASTRE)	0,015	11:16:23	12:26:00	69,62
143	PTR-SET(PLANTA DE AGUA PRIDESA)	0,008	11:16:23	12:26:00	69,62
144	PTR-SET(PUNTA ARENAS)	0,226	11:16:23	12:26:00	69,62
145	PTR-SO2(MOTOR DE BOMBAS DE ALTA PRESIÓN DE 1º PASO DE ÓSMOSIS A)	0,721	11:16:23	12:26:00	69,62
146	PTR-SO2(MOTOR DE BOMBAS DE ALTA PRESIÓN DE 2º PASO DE ÓSMOSIS A)	0,35	11:16:23	12:26:00	69,62
147	PTR-SO2(TRANSFORMADOR 4;16/0;48 KV PARA SWG-0-SO2-00)	0,257	11:16:23	12:26:00	69,62
148	PTR-SO3((ALIMENTADOR PRINCIPAL 1))	0,273	11:16:23	12:26:00	69,62
149	PTR-SO3((ALIMENTADOR PRINCIPAL 2))	0,154	11:16:23	12:26:00	69,62
150	PTR-SO4(PANEL A.A. EN SO4; ACOMETIDA NORMAL)	0,005	11:16:23	12:26:00	69,62
151	PTR-SO4(TAB SERV ALIM NORMAL EDF ADMINISTRATIVO)	0,031	11:16:23	12:26:00	69,62

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
152	PTR-SO5(ALIMENTADOR SO5 – SWG-0-S05-01-A)	0,021	11:16:23	12:26:00	69,62
153	PTR-SO5(ALIMENTADOR SO5 – SWG-0-S05-01-B)	0,015	11:16:23	12:26:00	69,62
154	PTR-SO7(PANEL A.A. EN SO7; ACOMETIDA NORMAL)	0,001	11:16:23	12:26:00	69,62
155	PTR-SO7(TAB SERV ALIM NORMAL ALMACÉN RECEP CARGA)	0,01	11:16:23	12:26:00	69,62
156	PTR-SO7(TAB SERV ALIM NORMAL EDIF GASES Y IGPF)	0,001	11:16:23	12:26:00	69,62
157	PTR-SO7(TAB SERV ALIM NORMAL EDIF MANTENIMIENTO)	0,065	11:16:23	12:26:00	69,62
158	PTR-SO7(TAB SERV ALIM NORMAL EDIF MATERIALES CUST)	0,001	11:16:23	12:26:00	69,62
159	PTR-SO7(TAB SERV ALIM NORMAL HANGAR)	0,001	11:16:23	12:26:00	69,62
160	PTR-SO7(TAB SERV ALIM NORMAL TALLER FLOTA PESADA)	0,005	11:16:23	12:26:00	69,62
161	PTR-SO9(ALIMENTADOR SO9 – SWG-0-SO9-01-A)	0,022	11:16:23	12:26:00	69,62
162	PTR-SO9(ALIMENTADOR SO9 – SWG-0-SO9-01-B)	0,011	11:16:23	12:26:00	69,62
163	SC4-LA HUACA	8	11:16:23	12:32:45	76,37
164	SMP-PLAZA VEA OSLO VES(SUB.GENERAL-1)	0,495	11:16:23	11:32:23	16

Nota: A las 11:22 horas, REP declara disponible la línea L-2241 para iniciar con el restablecimiento. La línea L-2162 se mantiene indisponible por los trabajos en el conductor realizados por el CLTLN.

12. **Fundamentos de Hecho y Derecho de la Primera Pretensión**: no corresponde asignar responsabilidad a mi representada por las interrupciones de suministro eléctrico ocurridas por el colapso del subsistema eléctrico entre las centrales Tallanca, Tablazo, Curumuy, Poechos 1, Poechos 2, la Central Eólica Talara, y las subestaciones Piura Oeste, Valle del Chira, Talara, Pariñas y Zorritos. Esto se debió a que la línea L-2241 —único enlace disponible para el suministro eléctrico en dicha zona— disparó por una sobrecarga del 30%, atribuible a la demora en la aplicación de medidas preventivas y correctivas por parte del COES. Entre ellas, destaca la no habilitación del Esquema Automático de Rechazo de Carga de la Refinería Talara, medida prevista para mitigar sobrecargas ante contingencias como la registrada en la CT de la Refinería Talara.

    Cabe resaltar que, previo al evento, mi representada informó que la línea L-2241 podía tolerar una sobrecarga de hasta 20% durante un periodo máximo de 2 horas, bajo las condiciones operativas del 16 de mayo de 2025. La omisión en la activación de mecanismos automáticos de alivio de carga contribuyó directamente al disparo de la línea, afectando el suministro en toda la zona norte del SEIN. Además, no se tomaron en cuenta los avisos respecto al suministro de gas de la CT Malacas, ya

sea por imprecisión por parte del titular para comunicar sus restricciones, o por la falta de conciencia situacional en tiempo real, u otros motivos.

Adicionalmente, considerando todos los antecedentes del evento expuestos tanto en la reunión del CT-AF como en el presente recurso, 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 CT Malacas. La demora en la implementación de medidas correctivas contribuyó directamente al agravamiento de la condición operativa de la línea L-2241, que ya presentaba una sobrecarga significativa e impropia a su propio nivel de soportabilidad.

Si bien el COES realizó la modificación del despacho, por otro lado, perdió tiempo valioso en las coordinaciones en tiempo real, solicitando a REP la cancelación del mantenimiento en la línea L-2162, sin considerar que la línea se encontraba fuera de servicio por el proyecto de la SE Miguel Grau, a cargo de la empresa CLTLN, por seccionamiento de la referida línea. Bajo las circunstancias descritas, estas coordinaciones innecesarias solo evidencian la pérdida de la conciencia situacional para prevenir la ocurrencia de este tipo de eventos, ya que no era dable ni solución real el energizar la línea L-2162 en el corto tiempo; razón por la cual desde las 10:14hrs en la que se informó las demoras y problemas para la conexión de la TG5 de Malacas, el COES debió centrarse en habilitar el esquema de rechazo de carga de la Refinería Talara (aunado a que no se comprende el porqué de su original deshabilitación), coordinar el arranque de toda la generación disponible en Malacas y Tumbes, para así iniciar las coordinaciones de rechazo de carga de acuerdo a lo establecido en el PR-16.

Según dicho procedimiento, el COES tiene la responsabilidad de coordinar y ejecutar en tiempo real los esquemas de rechazo de carga ante eventos que comprometan la seguridad del sistema eléctrico interconectado. En este caso, la falta de acción oportuna en este paso facilitó el colapso del subsistema eléctrico que

abarca desde Piura hasta Tumbes, afectando la continuidad del suministro en la zona norte del SEIN.

13. Como explicamos en la cuestión previa, desde el 14 de mayo de 2025, la línea L-2162 (La Niña – Piura Oeste) quedó indisponible a solicitud de CLTLN, con el propósito de permitir la conexión de la SE Miguel Grau y repotenciar el enlace de la hacia la SE Piura Oeste. En consecuencia, para la fecha del evento, se conocía con dos días de anticipación que la línea L-2241 era el único enlace para el suministro eléctrico en la zona norte del SEIN (SSEE Piura Oeste, Valle del Chira, Talara, Pariñas, La Brea y Zorritos), considerando además la generación importante de la CT Malacas (TGN4, TG6 y TG5). Es decir, que cualquier contingencia en la generación, como lo sucedido con la presión del ducto de gas o el arranque de la TG5, provocaría sobrecargas severas en la L-2241. A pesar de los hechos previsibles, el COES y Petroperú mantuvieron deshabilitado el Esquema de Reducción Automática de Carga (ERAC) de la Refinería Talara por algún motivo no informado.

    En el Análisis Eléctrico del Programa Diario de Intervenciones (PDI) del 16 de mayo de 2025, tampoco se presenta ningún sustento técnico u operativo que justifique esta decisión, limitándose a atribuirla a la indisponibilidad de la línea L-2162.

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

Descripción: Análisis 12h

Ante la indisponibilidad de este equipo (06:00 – 24:00), no se presentan sobrecargas en equipos adyacentes, ni problemas de regulación de tensión. Se consideró la operación de las siguientes centrales de la zona de influencia:

Central	Generación (MW)
CT Malacas TG6	48
CT RF Talara TG5	0
CT Malacas TGN4	53
CT Tumbes	19
CE Talara	9
CT Ref Talara	30

Además, se consideró la carga de la Refinería Talara en 45MW y 13 MVar. Asimismo, se consideró al banco capacitor BC-21 de la S.E. Piura Oeste, BC-26 de la 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 84% de su capacidad nominal. Por otro lado, la tensión en la S.E. Piura Oeste se encuentra en 219 kV (1.00 p.u.). **Es importante precisar que el Esquema de Reducción o Deslastre de Carga de la Refinería Talara se deshabilitará debido a la indisponibilidad de la línea L-2162.**

Figura 3. Análisis Eléctrico del Programa Diario de Intervenciones (PDI) correspondiente al 16.05.2025.

Por tanto, 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.

Al no permitir que el esquema cumpliera su función de aliviar sobrecargas superiores al umbral del 30 % en la línea L-2241, se comprometió gravemente la confiabilidad del sistema en la zona norte del SEIN. Esta omisión contribuyó directamente a la sobrecarga en la línea L-2241 registrada el 16 de mayo de 2025, las cuales derivaron en el colapso del subsistema, afectando (al final) incluso a la propia Refinería Talara.

Por lo tanto, es evidente que esta decisión no respondió a una estrategia de operación integral y de protección del sistema, sino a una medida aislada que priorizó la continuidad de carga de una instalación específica, en detrimento de la estabilidad del sistema eléctrico interconectado.

La CT Refinería Talara fue diseñada para abastecer simultáneamente electricidad y vapor a los procesos industriales de Petroperú, optimizando el combustible y asegurando autonomía energética. Es preciso recordar que su conexión al SEIN cumple solo una función de respaldo. Su despacho está alineado con las necesidades propias de Petroperú.

14. En relación con el despacho el día del evento 16.05.2025, la operación de la TG5 de la CT Malacas como en los días previos, tal como ocurrió en los días (14 y 15 de mayo de 2025; ver Cuadro 8 y Cuadro 9), habría mantenido la cargabilidad de la línea L-2241 en el límite de su capacidad nominal declarada de 180 MW. Por tal motivo, la programación diaria del 16 de mayo de 2025 contemplaba el despacho de la TG5 a partir de las 09:00 h.

Cuadro 8. Despacho ejecutado del 14.05.2025. Fuente: IEOD.

FECHA	HORA	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	PQE-EOLICO-TALARA
14/05/2025	**09:30**	25.70	43.60	46.40	3.90	3.60	8.70
14/05/2025	**10:00**	25.30	102.00	0.00	3.60	3.60	8.20

Cuadro 9. Despacho ejecutado del 15.05.2025. Fuente: IEOD.

FECHA	HORA	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	PQE-EOLICO-TALARA
15/05/2025	**09:30**	0.00	103.00	45.90	0.00	0.00	17.50
15/05/2025	**10:00**	0.00	103.50	46.00	0.00	0.00	14.90

No obstante, por razones no informadas en el reprograma B emitido por el COES (ver Figura 4), se consideró la operación de la TGN4 hasta el ingreso de la TG5 a las 11:00 h. El máximo de operación de la TGN4 fue de hasta 60 MW el día del evento.

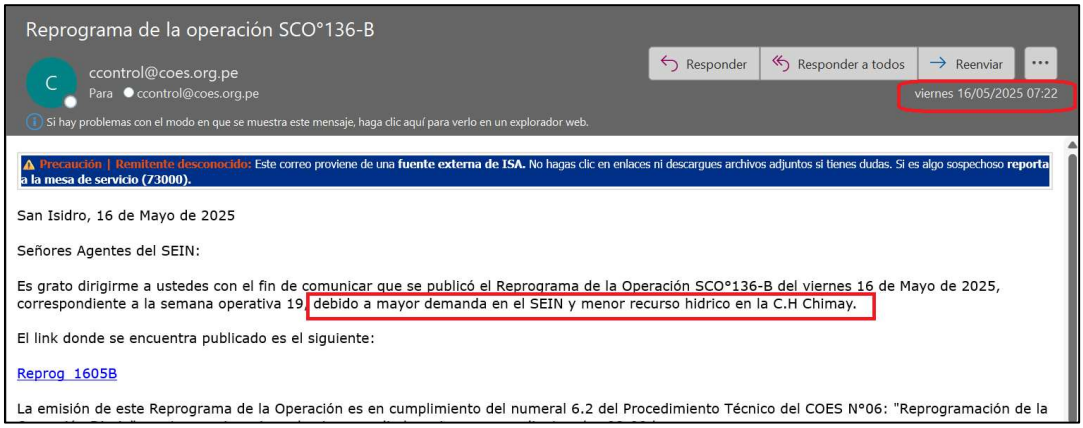

Figura 4. Correo de comunicación del Reprograma SCO 136-B.

Es importante indicar que, según el informe del programa diario de operación correspondiente al 16 de mayo de 2025 emitido por el COES, la línea L-2241 se proyectaba operando cerca de su capacidad nominal, con una tendencia creciente en el flujo (ver Cuadro 10).

Cuadro 10. Equipos que operan a su capacidad nominal y/o límite de transmisión. Fuente: Informe SPR-IPDO-136-2025 del COES.

EQUIPO	UBICACIÓN	INICIO	FINAL	DESCRIPCIÓN
L-2241	LA NIÑA - PIURA OESTE	16/05/2025 06:00 16/05/2025 11:30 16/05/2025 23:00	16/05/2025 08:30 16/05/2025 18:00 16/05/2025 23:59	De acuerdo con el despacho económico y con la indisponibilidad de la línea L-2162.

Entonces, debido al ajuste realizado en el despacho mediante el reprograma B, la cargabilidad de la línea se incrementaría hasta alcanzar su límite de transmisión a partir de las 08:30 h. Los hechos indican que, a partir de las 09:00 h, la línea tenía una cargabilidad superior al 95 %, llegando incluso al 100 % de su capacidad (ver Figura 5).

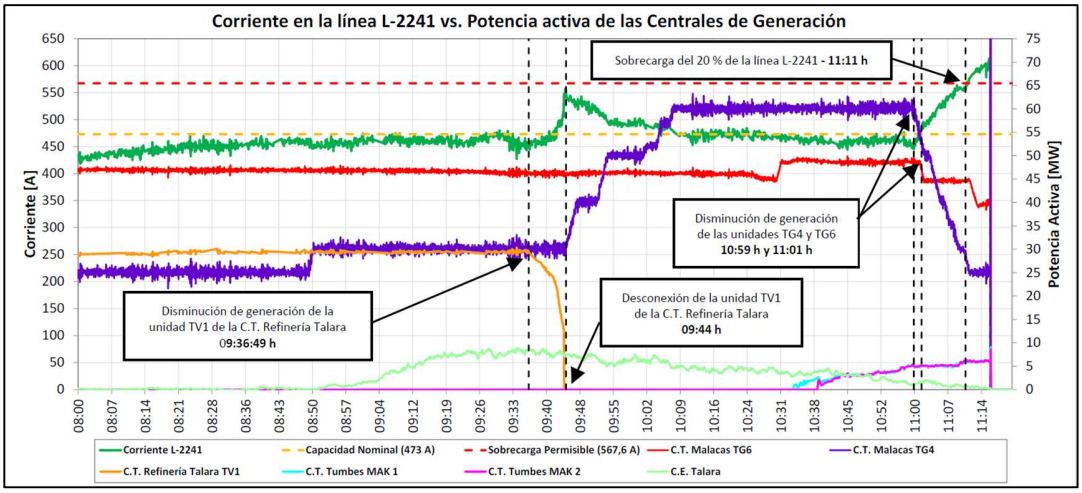

Figura 5. Gráfica de corriente en la L-2241 del 16.05.2025. Fuente: IT-050-2025 COES.

Esta condición se agravó por la ausencia de margen de generación disponible en el subsistema, producto de la optimización del suministro de gas en la Central Térmica Malacas, comunicada por Enel Generación Piura al COES desde las 06:08 h del mismo día. A pesar de esta limitación operativa, el COES mantuvo la consigna de despachar la unidad TG5 recién a partir de las 11:00 h, confirmando su decisión a través del reprograma B del 16.05.2025.

Al respecto, el reprograma B ejecutado no puede justificarse únicamente por la presencia de generación en la unidad TV1 de la Refinería Talara (que no es alimentador natural al SEIN), y mucho menos por el despacho de la CT Malacas que solicitaba optimización antes de la emisión del reprograma B. Además, a diferencia de la CT Malacas, que participa activamente en el despacho económico del SEIN bajo la coordinación del COES y sus restricciones propias, la CT Refinería Talara fue concebida exclusivamente para abastecer las necesidades internas de la refinería de Petroperú. Programar su despacho para atender la demanda de clientes regulados y libres en la zona —más allá de la carga propia de la refinería— resulta inconsistente con los principios de operación segura y confiable del SEIN. Esta práctica introduce riesgos innecesarios al sistema, al depender de una unidad que no está diseñada ni comprometida contractualmente para garantizar suministro continuo al SEIN.

15. Sobre las sobrecargas en la L-2241 el día del evento, el primer periodo de sobrecarga inició a las 09:43 h debido a la disminución paulatina de la generación de la TV1 de la CT Refinería Talara, brindando la primera alerta puesto que estábamos a horas del inicio de la máxima demanda. A las 9:44 h, finalmente, se produjo la desconexión manual de la unidad TV1 de la CT Refinería Talara por falla en sus instalaciones, lo que incrementó el flujo por la L-2241, alcanzando una sobrecarga del 18% (ver Figura 6).

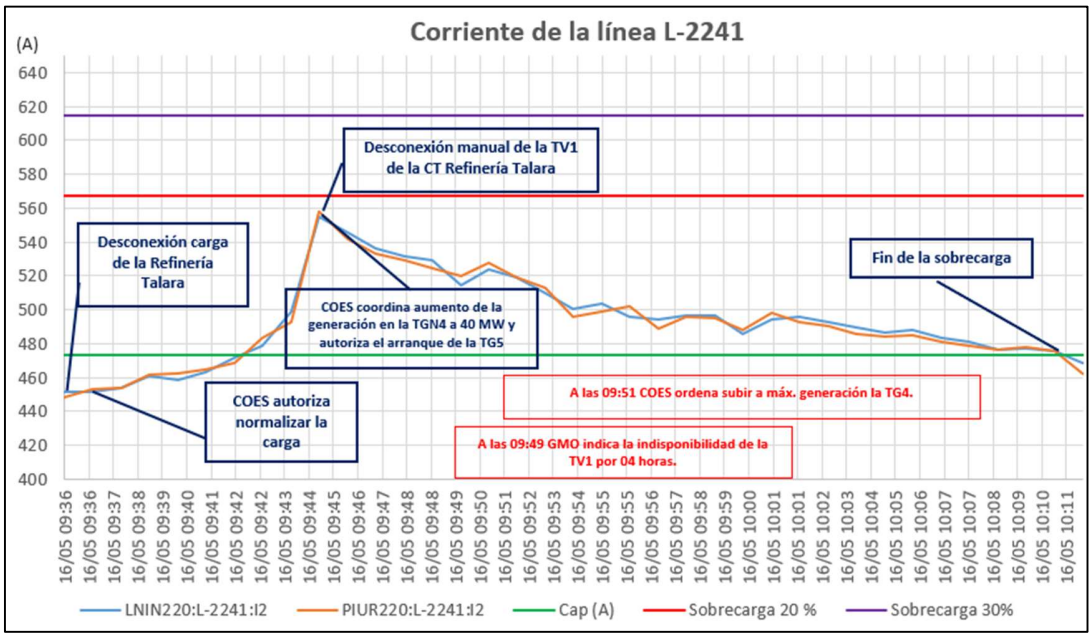

Figura 6. Registro de corriente de la L-2241 del 16.05.2025 durante el primer periodo de sobrecarga.

La desconexión de la unidad TV1 de la CT Refinería Talara provocó una reducción de 29,73 MW en la capacidad de generación local en la zona Norte del SEIN, agravando la condición operativa de la línea L-2241.Como medida para aliviar la sobrecarga, el COES modifica el despacho de generación, aumentando al máximo la generación de la TGN4, que, desde ese momento, se queda sin margen a la espera del arranque de la TG5 antes del inicio de la máxima demanda o a puertas de esta. El despacho ejecutado de las unidades de generación en la zona de influencia se muestra en el Cuadro 11.

Cuadro 11. Despacho ejecutado el 16.05.2025. Fuente: IEOD.

FECHA	HORA	MALACAS2 TG4	MALACAS3 TG 5	MALACAS1 TG6	TUMBES MAK 1	TUMBES MAK 2	PQE-EOLICO-TALARA
16/05/2025	**09:30**	30.30		46.30	0.00	0.00	5.50
16/05/2025	**10:00**	51.60		47.00	0.00	0.00	7.20
16/05/2025	**10:30**	59.30		44.40	0.00	0.00	4.80
16/05/2025	**11:00**	58.30		48.40	4.80	4.90	2.90

16. Respecto a la CT Refinería Talara, como consecuencia de la desconexión de su unidad TV1 a las 09:44 h, las líneas L-6768 y L-6769 (La Brea – GE1), encargadas de atender la demanda de la Refinería Talara, pasaron a la condición de carga, consumiendo 45 MW del SEIN. Este consumo se permitió sin que el COES emitiera ninguna orden de habilitación del ERAC, a pesar de haber recibido el aviso de Petroperú sobre la indisponibilidad de su generación por un periodo mínimo de 4 horas. Es decir, durante la máxima demanda regional, Petroperú sería atendida por el SEIN sin su esquema de deslastre automático de carga. Esta situación, incidió directamente en la sobrecarga de la línea L-2241.

17. Por otro lado, a las 10:13 h, Enel Generación Piura advirtió al COES que el arranque de la TG5 tenía problemas y que requería tiempo adicional (30 minutos). Por tal motivo, consciente del déficit de generación (y que pudo ya ordenar la habilitación del ERAC de Petroperú), el COES dio la orden de arranque a las unidades de la CT Tumbes de ELECTROPERÚ con el objetivo de tener margen para atender la demanda regional en las próximas horas sin sobrecargas severas. Sin embargo, a las 10:39 h, Enel Generación Piura comunicó al COES que la generación de la CT Malacas se mantendría en su valor máximo únicamente por un periodo de 30 minutos. En consecuencia, a partir de las 11:10 h, se proyectaba una reducción adicional de aproximadamente 80 MW en la zona norte del SEIN que se sumaría a los 29,7 MW ya perdidos por la desconexión de la unidad TV1 de la CT Refinería Talara.

    Como medida de reemplazo, únicamente se logró despachar la Central Térmica Tumbes con una potencia total de 9 MW, lo cual resultó insuficiente para compensar la pérdida acumulada de generación local.

El reprograma B emitido a las 07:22 horas del 16.05.2025 a todos los agentes —mediante correo electrónico— proyectaba indirectamente que la línea L-2241 operaría al límite de su capacidad entre las 11:30 y las 18:00 horas. Por tanto, la indisponibilidad de las unidades de generación en la zona norte del SEIN incrementó el riesgo de sobrecargas inminentes y de magnitud considerable en dicha línea, situación que tuvo que ser prevista por el COES con los datos descritos.

18. Conforme lo establece el numeral 7.5.1. del Procedimiento Técnico PR-09, ante la identificación de sobrecarga en un equipo del sistema de transmisión, el COES debe coordinar acciones con el siguiente orden:

    i. Modificar el despacho de generación del a zona.
    ii. Cambios de topología del SEIN, y
    iii. Rechazos de carga conforme al Procedimiento PR-16.

    Por tanto, el COES al cumplir con la modificación del despacho, y a no ser viable los cambios en la topología, debió programar los rechazos de carga manuales anticipándose al incremento de la demanda, demanda que incluía la carga de Petroperú sin su generación local. O, en su defecto, debió activar los mecanismos automáticos para aliviar la inminente sobrecarga en la línea L-2241, tal como el ERAC de Petroperú.

    Si bien el COES coordinó acciones como el arranque de unidades en Malacas y Tumbes, estas se ejecutaron con demoras significativas. Por ejemplo, las unidades MAK1 y MAK2 recién sincronizaron a las 10:33 h y 10:39 h. 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, dando tiempo al COES para tomar las medidas que alivien las sobrecargas futuras que se generarían en el único enlace de transmisión disponible, evitando poner en peligro la estabilidad del sistema y el suministro eléctrico.

19. A las 11:00 h, como lo había informado Enel Generación Piura previamente, la generación de la CT Malacas empezó a reducirse, iniciando la sobrecarga en la línea L-2241. Por su parte, a las 11:05 h, REP cumplió con declarar la sobrecarga

admisible en la línea para el escenario de emergencia a fin de garantizar el suministro eléctrico en la zona.

20. A las 11:11 h, el COES activa el mecanismo de Situación Excepcional para realizar los rechazos de carga de los clientes libres de la zona cuando la pérdida de generación ya era inminente. Al respecto, para el horario descrito, la carga de la Refinería de Talara (cliente libre) era de 32 MW y continuaba sin habilitarse el esquema de deslastre de carga para la desconexión automática de 24 MW que aliviarían la sobrecarga de la L2241 al superar el 130 % de su cargabilidad (umbral).

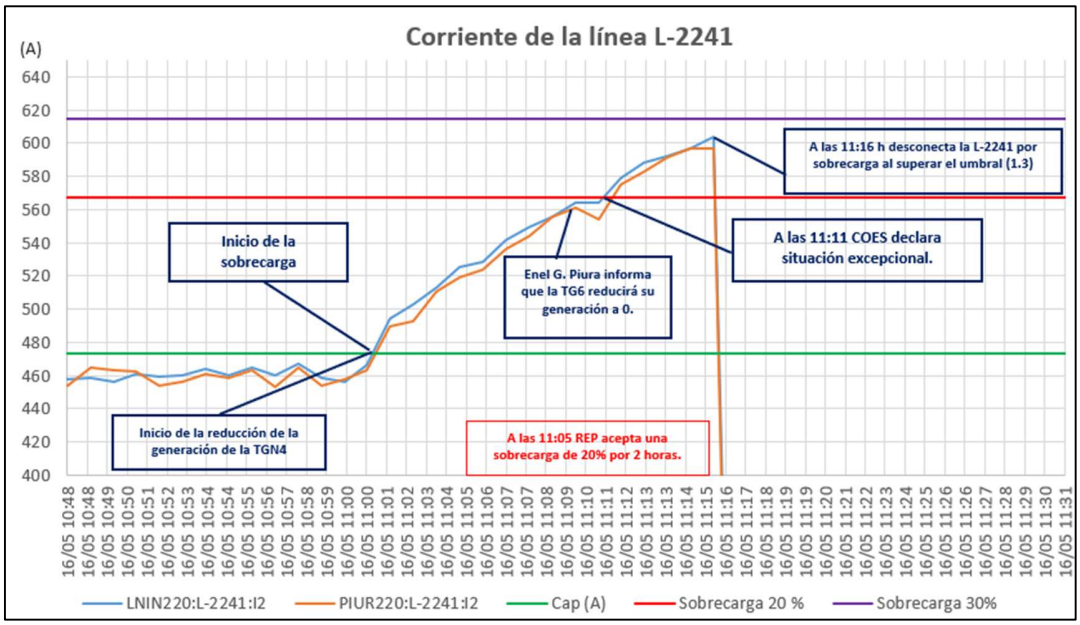

Figura 7. Registro de corriente de la L-2241 previo al disparo por sobrecarga el 16.05.2025.

21. Sobre la situación excepcional declarada por el COES para asegurar el abastecimiento del suministro eléctrico de la zona a las 11:11, REP previamente había declarado la sobrecarga aceptable en la línea L-2241 (20% por dos horas) de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.2.2 de la NTCOTRSI. Por tanto, el COES vulneró la seguridad de nuestra instalación al mantener deshabilitado el ERAC de Petroperú desde la indisponibilidad de la TV1.

    La Refinería de Talara de Petroperú, como ya hemos indicado, posee un “Esquema de Reducción Automática de Carga”, aprobado formalmente por el COES, que

permite deslastrar hasta 24 MW de carga en situaciones de emergencia, previa verificación de las condiciones de cogeneración. En eventos como el ocurrido el 16 de mayo de 2025, la activación del esquema habría evitado el colapso del subsistema eléctrico afectado. Sin embargo, este esquema se encontraba deshabilitado por decisión del COES para no afectar la carga de Petroperú inclusive si la línea L-2241 superara el 130% de cargabilidad.

El propio diseño del esquema de deslastre brindaba al COES la opción de rechazar manual y prioritariamente la carga equivalente de Petroperú como medida preventiva para preservar la estabilidad del sistema al no contar con la TV1. No obstante, dicha acción no se ejecutó oportunamente y recién a las 11:12 horas se coordinó con Petroperú el rechazo manual de 18.7 MW, cuando la línea L-2241 ya superaba el 20 % de sobrecarga.

Adicionalmente, el COES coordinó el rechazo manual de 5.2 MW con el cliente Cementos Pacasmayo, 7.8 MW con ENOSA (clientes Sociedad Agrícola Rapel y Promotora Inmobiliaria) y 3.8 MW con Kallpa (clientes ECO Acuícola S. A. y Productora Andina de Congelados). Para ese momento, la línea L-2241 se encontraba con 25 % de sobrecarga con tendencia al incremento por ser el horario de máxima demanda de la zona y como se sabe, la reducción de carga de los clientes al ser manual la realizan sin la premura que una situación de emergencia amerita, ya que desconocen las ocurrencias en el SEIN.

El COES, como ente responsable de la operación segura y confiable del SEIN, tiene la obligación de anticiparse y prevenir la ocurrencia de eventos que comprometan la estabilidad del sistema. Entre las 06:08 h y las 10:39 h del día del evento, se registraron una serie de eventos que evidenciaban una reducción progresiva de generación en la zona norte, lo que hacía previsible una sobrecarga en la línea L-2241.

La información disponible en tiempo real, incluyendo la indisponibilidad de la línea L-2162, la reducción de generación en la unidad TV1 de la Refinería Talara, y la demora en el arranque de unidades de respaldo, debió haber activado medidas de alivio conforme a lo establecido en la NTCOTRSI, como el rechazo manual de carga.

Otro habría sido el escenario si estos hechos no hubiesen sido conocidos por el COES, ya sea por falta de información de los agentes o por desconocimiento del crecimiento sostenido de la demanda durante ese intervalo.

Cabe señalar que las interrupciones observadas por rechazos de carga, atribuibles a los titulares de la generación indisponible, no debieron ser consideradas como una situación excepcional, sino como un evento operativo del sistema, sujeto a las medidas correctivas previstas en la normativa.

22. La falta de reacción oportuna por parte del COES y de los agentes involucrados como Petroperú o Enel Generación Piura, contribuyeron directamente a que la línea L-2241 alcanzara una sobrecarga del 30% que es impropia para la correcta operación de la línea en condiciones de seguridad.

    Es necesario destacar que el disparo automático en una condición tan desfavorable para línea (sobrecarga del 30% bajo las condiciones del nuevo esquema de línea) evitó un daño mayor en el conductor y sus componentes (Cuello Muerto) que, de haber ocurrido, su reparación demandaba un tiempo de interrupción no menor a cuatro horas, afectándose muchísimo más a la población de la zona extremo norte del país.

23. El COES tuvo que habilitar el esquema automático de deslastre de carga de Petroperú desde mucho antes, para luego evaluar y proceder con los rechazos manuales de carga considerando el tiempo que ocupa coordinar con los suministradores o distribuidores, que a su vez deben realizar gestiones con los clientes finales, además del tiempo para ejecutar la maniobra manualmente.

    Enel Generación Piura informó de la restricción de su generación a las 10:39 h, dando suficiente margen para que el COES tome acción, considerando principalmente el rechazo de la carga de Petroperú que de por sí debió darse con el esquema de manera automática según el umbral establecido.

    Del informe del CT-AF se desprende que el COES inició las coordinaciones una vez que la línea ya presentaba una sobrecarga superior a la declarada por mi

representada para ese día en particular, a pesar de contar con anticipación con información que evidenciaba una sobrecarga inminente.

24. Cabe precisar que la operación de una línea de transmisión con niveles de sobrecarga superiores a los declarados por su titular es inadmisible, ya que la capacidad nominal de la línea no solo se determina por la capacidad térmica del conductor, sino también por las distancias verticales mínimas de seguridad establecidas en el Código Nacional de Electricidad. Estas distancias aseguran que, bajo condiciones de carga máxima, los conductores mantengan una separación segura respecto al suelo, estructuras y otros elementos, evitando riesgos eléctricos y mecánicos. En línea con lo indicado, previo al evento, mi representada informó que la línea L-2241 solo podía operar con una sobrecarga máxima del 20% durante un periodo de hasta 2 horas, sin admitir valores superiores. Superar ese límite habría comprometido la seguridad operativa y estructural de la línea, además de contravenir los estándares técnicos vigentes a corto y largo plazo.

25. De nuestras simulaciones realizadas, la sobrecarga en la línea L-2241 hubiera llegado al 50% y (ver Figura 8). De haberse sostenido dicha condición, se habrían generado problemas significativos en la estabilidad de tensión y sincronismo del subsistema eléctrico. A fin de que se pueda revisar el escenario alternativo sin el disparo de la línea L-2241, solicitamos al COES revisar y validar la simulación con los datos del SEIN del día del evento para evidenciar los problemas de inestabilidad.

    En ese contexto, el disparo de la línea L-2241 en el extremo de la SE Piura Oeste, considerando la deshabilitación del ERAC de Petroperú, no puede considerarse completamente indebido, dado que habría contribuido a preservar la salud integral de la línea L-2241. La indisponibilidad de esta línea durante los trabajos de la CLTLN en la L-2162 hubiera generado un mayor tiempo de interrupción de las subestaciones del subsistema que abarca desde Piura Oeste hasta Tumbes.

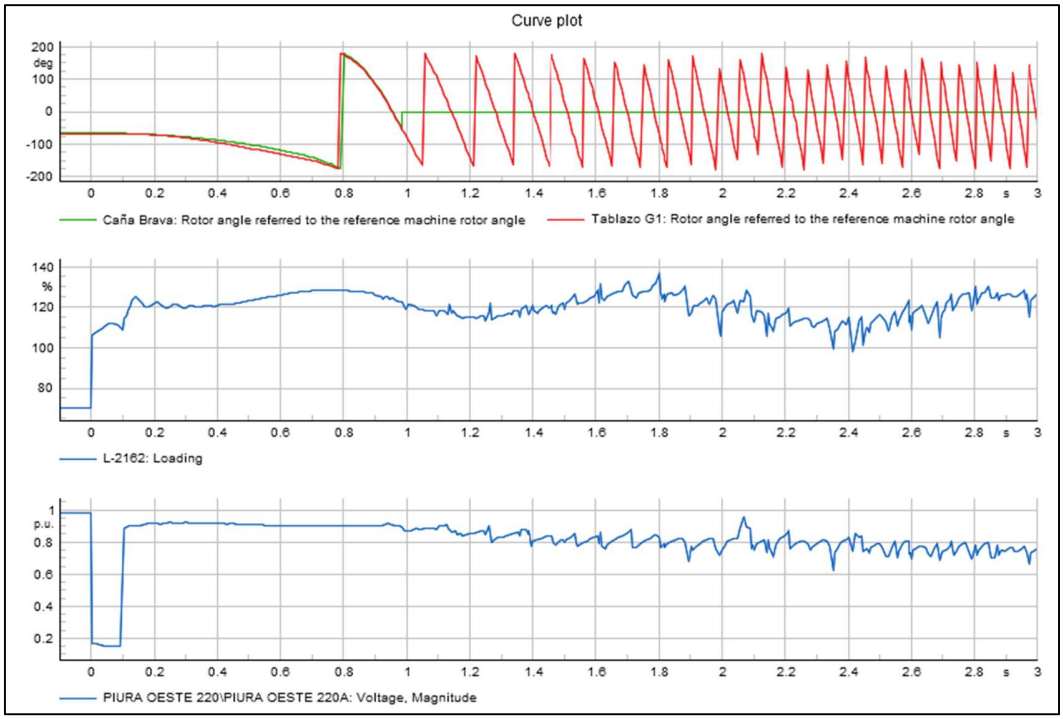

Figura 8. Simulación de la sobrecarga en el enlace La Niña – Piura Oeste el día del evento 16.05.2025.

Lo que sí podemos visibilizar en el presente recurso con hechos concretos son los cambios en tiempo real del despacho establecido para viabilizar el mantenimiento de la L-2162 y la seguida inacción para corregir las desviaciones tales como no habilitar el ERAC de Petroperú o las demoras en las ejecuciones de los rechazos de carga. Estos sucesos establecieron las condiciones para generar la sobrecarga en la línea L-2241 y su posterior disparo.

Hacemos énfasis nuevamente en que el Esquema de Reducción Automática de Carga (ERAC) de Petroperú, requerido para la aprobación del Estudio de Operatividad de la Refinería Talara en todas sus etapas y esencialmente para su conexión al subsistema norte del SEIN, estableció desde su puesta en servicio una condición operativa clave: limitar la sobrecarga de la línea L-2241 a valores inferiores al 30%, tanto en eventos transitorios como sostenidos.

Este umbral no solo responde a criterios de protección eléctrica, sino que constituye una medida preventiva para preservar la estabilidad del sistema norte ante contingencias como la ocurrida el 16 de mayo de 2025.

Es decir, en escenarios similares al del evento, el ERAC de Petroperú actuaba como una barrera técnica que impedía que la L-2241 alcanzara niveles críticos de sobrecarga, más allá de las protecciones coordinables convencionales.

Su desactivación, por tanto, representó una alteración significativa de las condiciones de operación previamente validadas por el COES, comprometiendo la confiabilidad del subsistema eléctrico que finalmente fue afectado con el colapso.

26. Respecto a la importancia de la actuación del ERAC de Petroperú, este efecto se puede apreciar en un evento pasado. El 9 de noviembre de 2022 se registró un evento de características similares al del 16 de mayo del 2025: la línea L-2162 se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado, quedando únicamente operativa la línea L-2241 para abastecer la zona norte del SEIN. Ese día, problemas en el despacho provocaron que la línea L-2241 superara su capacidad declarada, alcanzando niveles de sobrecarga superiores al 20%.

    A las 11:41 horas del 09.11.2022, en pleno horario de máxima demanda regional, **ante la sobrecarga en la L-2241 que llegó al umbral del 30%, el esquema especial de protección de Petroperú sí se activó**, desconectando automáticamente su carga, tal como se muestra en el evento de la Figura 9 extraído de los eventos relevantes del COES.

Detalle del Evento

Inicio:	09/11/2022 11:41:00
Final	09/11/2022 11:43:00
Asunto:	DESCONEXIÓN DE CARGA EN LA S.E. LA GE 1 66 kV
Detalle	Se produjo la desconexion de carga en la S.E. GE 1 de 66 kV con 24.06 MW por actuación del esquema especial de protección ante sobrecarga de la línea L-2241 de 220 kV. Durante el evento, la línea L-2162 se encontraba fuera de servicio por mantenimiento programado. La demanda de las SS.EE. Piura Oeste, Talara y Zorritos determinó el incremento del flujo por la línea L-2241 ocasionando la sobrecarga de la línea. A las 11:43 h, se coordinó la recuperación de todo el suministro reducido de la S.E. La Brea.

Figura 9. Evento del 09.11.2022 a las 11:41 en la SE GE de Petroperú. Fuente: COES.

Figura 10. Demanda diaria del 09.11.2022. Fuente: COES.

Gracias a la ejecución automática de dicho esquema, **se evitó en esa oportunidad el disparo de la línea L-2241 en la SE Piura Oeste y la pérdida de suministro eléctrico tanto de clientes regulados como libres, cuya continuidad depende exclusivamente de la estabilidad de la red**, ya que —a diferencia de la carga de Petroperú— su consumo no depende de esquemas especiales de desconexión vinculados al SEIN.

En conclusión, la desconexión de la línea L-2241 a las 11:16 horas fue consecuencia directa de una sobrecarga que no fue gestionada adecuadamente por el COES. Esta condición crítica que superó los límites declarados por mi representada evidencia una deficiencia en la planificación y ejecución de medidas preventivas por parte del COES, especialmente en un escenario de alta demanda y nula redundancia de transmisión. Por tanto, 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.

27. En virtud de todo lo expuesto, se solicita que se reevalúe la asignación de responsabilidad atribuida a nuestra representada, considerando que el disparo de

la línea fue consecuencia de una cadena de eventos operativos y de coordinación que exceden el ámbito de control exclusivo de mi representada, por tanto, existe corresponsabilidad por parte del COES, Petroperú y Enel Generación Piura.

II. NUEVA PRUEBA INSTRUMENTAL

Se adjunta como nueva prueba:

- Actuación del ERAC de Petroperú del 09.11.2022 (evento relevante COES).
- Informe preliminar de perturbaciones OTR del evento relevante del 09.11.2022
- Gráficos de las simulaciones

III. AGRAVIO CAUSADO

La asignación de responsabilidad a Red de Energía del Perú (REP) por el Evento EV-050-2025, según lo establecido en el documento COES/D/DO-370-2025, relacionado con las interrupciones de suministro ocurridas el 16 de mayo de 2025 y descritas en el numeral 9 del presente recurso, implica un incremento en el pago de resarcimientos conforme a la aplicación de la Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico (NTCSE). Esta decisión no solo tiene implicancias económicas para REP, sino que también sienta un precedente relevante que podría afectar la confiabilidad operativa del subsistema norte del SEIN, donde REP opera una parte sustancial de la red de transmisión, afectando a miles de usuarios.

POR TANTO:

Solicitamos a la Dirección Ejecutiva del COES que reconsidere la Decisión Impugnada y disponga la revocación de la primera decisión contenida en el documento COES/D/DO-370-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad exclusivamente a Red de Energía del Perú (REP) por las interrupciones del suministro eléctrico ocurridas el 16 de mayo de 2025, derivadas de la desconexión de la línea L-2241. Tanto la asignación realizada como el contenido del documento COES/D/DO-370-2025 omitieron la falta de identificación y aplicación de medidas preventivas y correctivas oportunas por parte del COES. Asimismo, se pasó por alto la responsabilidad de los agentes involucrados (Enel Generación Piura y Petroperú), cuya información y coordinación inciden directamente en las decisiones

operativas del COES, afectando la capacidad de respuesta del coordinador ante condiciones críticas del sistema. Todo esto contribuyó a que la línea L-2241 alcanzara niveles de sobrecarga superiores a los declarados para ese día. Esta condición comprometió la seguridad operativa del sistema y derivó en la pérdida de suministro eléctrico en la zona norte del SEIN. Por tanto, la responsabilidad atribuida no refleja adecuadamente la complejidad del evento ni la corresponsabilidad técnica que debe evaluarse en función de los procedimientos vigentes.

PRIMER OTROSI DECIMOS:

Que adjuntamos los siguientes documentos como anexo:

1. Copia Legalizada de Poder de Representante Legal.
2. Copia Simple del Documento Nacional de Identidad del Representante Legal.
3. Nueva prueba instrumental

Lima, 07 de agosto de 2025

Jorge Armando Velarde Nuñez Melgar
Apoderado legal
Red de Energía del Perú S.A.

Jorge Armando Velarde Nuñez Melgar
C.A.L. N° 64644