COES

Comité de Operación Económica

del Sistema Interconectado Nacional

San Isidro, 22 de diciembre de 2025

COES/P-ALD-113-2025

Señor Representante Legal:
Branislav Zdravkovic
SINDICATO ENERGÉTICO S.A.
Presente.-

Asunto: Decisión de directorio

Ref: **RECURSO DE APELACIÓN PRESENTADO SINDICATO ENERGÉTICO S.A. DE FECHA 09.10.2025 CONTRA LA DECISIÓN COES/D-1000-2025, QUE RESOLVIÓ EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN INTERPUESTO POR ENEL GENERACIÓN PIURA S.A. CONTRA LA DECISIÓN COES/D/DO-370-2025, QUE LE ASIGNÓ RESPONSABILIDAD POR LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE DERIVADAS DEL EVENTO EV-050-2025. (SD 664).**

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted a fin de poner en su conocimiento el acuerdo adoptado por el Directorio del COES en su Sesión N°664, llevada a cabo el 18.11.2025, respecto al recurso de apelación indicado en el Asunto.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para reiterarle mis cordiales saludos.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por: MARITZA EUFEMIA GONZALES CHAVEZ
Cargo: ASESOR LEGAL
Fecha: 22/12/2025 14:20:57

C.c.: D

Av. Los Conquistadores N 1144,
San Isidro, Lima-Perú.
+51 6118585

SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

SESIÓN DE DIRECTORIO N° 664 DEL 18 DE NOVIEMBRE DE 2025

2. ORDEN DEL DÍA

O.D.3. RECURSO DE APELACIÓN PRESENTADO SINDICATO ENERGÉTICO S.A. DE FECHA 09.10.2025 CONTRA LA DECISIÓN COES/D-1000-2025, QUE RESOLVIÓ EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN INTERPUESTO POR ENEL GENERACIÓN PIURA S.A. CONTRA LA DECISIÓN COES/D/DO-370-2025, QUE ASIGNÓ RESPONSABILIDAD POR LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE DERIVADAS DEL EVENTO EV-050-2025.

El Presidente señaló que el 29.09.2025, SINDICATO ENERGÉTICO S.A. (en adelante, "SINERSA") presentó el Recurso de Apelación contra la Decisión N° COES/D-1000-2025 (en adelante, Decisión Impugnada) que resolvió el recurso de reconsideración interpuesto por ENEL GENERACIÓN PIURA S.A. (en adelante, EGP) contra la Decisión COES/D/DO-370-2025 (en adelante, Decisión 370), que le asignó responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE derivadas del evento EV-050-2025.

En consecuencia, indicó que mediante documento COES-P-ALD-099-2025, se había invitado a SINERSA a sustentar oralmente su recurso de apelación, en la presente sesión.

Manifestó que SINERSA había confirmado su participación en la presente sesión, designando como sus representantes a: Veronica Sattler, Antonio Casas, Víctor Contreras Quelopana, Marlom Ramos Tene, Branislav Zdravkovic, Milivoje Boljsakov (C.1274/2025-SINERSA del 13.11.2025).

Seguidamente, el Presidente invitó a ingresar a la sesión a los representantes de SINERSA, y les cedió el uso de la palabra para que expusieran ante el Directorio los argumentos de su recurso de apelación. Terminada la exposición y absueltas las consultas formuladas por los Directores, el Presidente les agradeció por su presencia y se retiraron de la sesión.
A continuación, el Directorio, considerando lo siguiente:

1. El recurso de apelación interpuesto por SINERSA, materia de la presente Orden del Día, ha sido presentado dentro del plazo previsto en el numeral 11.5 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES.

2. Mediante el recurso de apelación, SINERSA solicita que se declare la nulidad de la Decisión Impugnada y, en consecuencia, se le excluya de cualquier tipo de responsabilidad por el evento EV-050-2025, por haber trasgredido el derecho de defensa, debida motivación; y el derecho al debido proceso de SINERSA.

3. SINERSA indica que la Decisión Impugnada le genera un agravio consistente en su inclusión como responsable en el evento EV-050-2025, lo que genera que se vea obligado a efectuar el pago de resarcimientos a favor de los que resulten afectados.

4. **Fundamentos del Recurso de Apelación de SINERSA**

   Como fundamentos de su Recurso de Apelación, SINERSA señala lo siguiente:

a. SINERSA sostiene que el recurso de reconsideración de EGP carecía de un petitorio claro al referirse de manera vaga a "otros agentes", por lo que al admitirlo se afecta indebidamente a terceros. Señala que el propio petitorio se limitaba únicamente a agentes que hubieran incumplido la generación programada en el Programa Diario de Operaciones (PDO), supuesto que no podía comprender a la C.H. Poechos I, que no cuenta con POC y, por tanto, es ajena a cualquier incumplimiento del despacho. A ello agrega que la Dirección Ejecutiva excedió los límites del recurso al extender el análisis a agentes no mencionados en la Decisión en el recurso, configurando una incongruencia *extra petita*. En este marco, SINERSA afirma que no tenía forma razonable de prever que la reconsideración pudiera modificar su situación jurídica, máxime cuando la Decisión 370 y su Informe Técnico no la consideraban responsable, no fue convocada al CTAF ni recibió recomendaciones operativas, circunstancias que evidencian que cualquier interpretación en sentido contrario vulnera el principio de razonabilidad.

b. SINERSA afirma que, aun en el supuesto de que el COES hubiera advertido la posibilidad de atribuir responsabilidad a las C.H. Poechos I y II, la garantía mínima del debido proceso exigía notificar oportunamente a SINERSA antes del vencimiento del plazo para solicitar su incorporación, establecido en el artículo 11.6 del Estatuto del COES, lo que no ocurrió, pues dicho plazo venció el 28.08.2025 y recién el 16.09.2025 se le envió un requerimiento de información, apenas dos días antes de la emisión de la Decisión Impugnada, lo que le impidió ejercer su derecho de defensa.

c. Por otro lado, SINERSA sostiene que, al haberse declarado el Evento EV-050-2025 como una Situación Excepcional, no corresponde efectuar cálculo ni pago de resarcimientos, conforme a lo dispuesto en la Décimo Sexta Disposición Final de la NTCSE. Indica que el Informe Técnico identificó dos periodos de Situación Excepcional (de 11:11 a 11:16 y de 12:19 a 13:32 horas) y destaca que el segundo de ellos coincide íntegramente con los intervalos por los cuales se le atribuye responsabilidad. En consecuencia, afirma que no corresponde ningún pago respecto de la C.H. Poechos I, cuyo intervalo asignado se superpone por completo con dicho periodo; y que, en el caso de la C.H. Poechos II, únicamente podría evaluarse lo ocurrido entre las 13:32:23 y las 14:58:06 horas. SINERSA añade que, en precedentes como las Decisiones COES/D/DO-368-2014 y COES/D/DO-185-2012, el COES ha reconocido que en dichas situaciones no procede determinar resarcimientos.

d. SINERSA sostiene que corresponde revaluar, el rol de GMOP y del COES en el evento EV-050-2025. Explica que la desconexión de la LT La Niña–Piura Oeste solo puede entenderse considerando que el sistema ya se encontraba en situación crítica debido a la salida previa de la L-2162. Señala que, en ese contexto, la desconexión de la unidad TV1 de la C.T. Refinería Talara de GMOP generó una sobrecarga inmediata en la LT La Niña–Piura Oeste, desencadenando el colapso del subsistema, alcanzándose una sobrecarga del 30%. SINERSA afirma que esta situación no solo se originó por la falla de GMOP, sino también por la demora del COES en adoptar acciones correctivas oportunas.

e. SINERSA precisa que la unidad TV1 contaba con un ERAC diseñado para aliviar de inmediato las sobrecargas tras contingencias como la ocurrida, pero que dicho esquema fue deshabilitado por el COES el 14.05.2025 y no se reactivó pese al contexto de vulnerabilidad generado por la salida de la L-2162. Sostiene que, de estar operativo, el ERAC habría reducido la carga de la línea y probablemente evitado una sobrecarga relevante. Añade que, si bien el COES ejecutó acciones de control, fueron tardías, pues su primer rechazo manual de carga se realizó recién a las 11:11 horas,

más de dos horas después del disparo de la TV1, contrariando el orden obligatorio del numeral 7.5.1 del PR-09, que exige modificar el despacho, luego alterar la topología y finalmente rechazar carga.

f. SINERSA sostiene que no puede atribuírsele responsabilidad alguna por el Evento EV-050-2025 respecto de la C.H. Poechos I, pues dicha unidad no cuenta con POC, está destinada exclusivamente al abastecimiento de ENOSA, no se encuentra bajo órdenes del COES y no participa en el Mercado Mayorista, lo que la excluye por completo de cualquier supuesto incumplimiento del PDO. Señala que el COES incluyó indebidamente a una central que no es programable y que el PDO del 16.05.2025 la consigna expresamente como "No Integrante", figurando únicamente con carácter informativo. Añade que el numeral 2.2 del PR-09, el literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE y el artículo 34 del Reglamento del COES excluyen a la C.H. Poechos I de cualquier esquema de aportes o compensaciones, dado que dichos aportes se determinan únicamente a partir de las inyecciones de unidades con POC.

g. SINERSA manifiesta que, hasta la desconexión de la LT La Niña–Piura Oeste, C.H. Poechos I y II operaban de manera óptima y a potencia nominal, y que la actuación de las protecciones y la posterior salida de ambas centrales fue consecuencia directa del colapso del sistema norte, no de fallas propias. SINERSA manifiesta que el colapso del sistema norte tras la mencionada desconexión generó la actuación de las protecciones de la LT 60 kV L-6668 (S.E. Poechos – S.E. Sullana) por pérdida de tensión, lo que a su vez provocó la operación de las protecciones de ambas centrales, originando su salida forzada. Añade que, una vez restablecida la señal de tensión desde la S.E. Sullana, el restablecimiento de las unidades dependió de la coordinación con el Centro de Control de ENOSA, sin que existiera demora atribuible a SINERSA.

h. Respecto del supuesto retraso de arranque de la G2 de Poechos I, SINERSA sostiene que las vibraciones generadas por la desconexión de la LT La Niña–Piura Oeste provocaron variaciones anómalas que afectaron la posición del sensor de nivel de aceite, justificando su ajuste previo al arranque. Añade que también ocurrió una falla atribuible a ENOSA, respecto a una alarma de traba automática no desaplicada, que bloqueó la secuencia de arranque, lo cual constituye un evento exógeno que contribuyó a la demora. Explica que la alarma de nivel bajo de aceite surgió únicamente durante la secuencia de arranque, no antes ni durante la operación normal, y que la parada se debió exclusivamente al evento externo de la desconexión de la línea. Asimismo, enfatiza que, conforme al numeral 4.20 del PR-40, cualquier eventual responsabilidad solo podría generarse desde los quince minutos posteriores a la orden de arranque de las 12:39 horas, es decir, desde las 12:54 horas.

i. Respecto de C.H. Poechos II, SINERSA sostiene que las condiciones anómalas generadas por la desconexión de la línea afectaron el sensor de velocidad durante la secuencia de arranque, lo que obligó a ajustes y reseteo antes del acople, reiterando que la parada fue causada exclusivamente por un evento exógeno. Afirma que la unidad operaba óptimamente antes del evento EV-050-2025 y que la falla no pudo detectarse antes por no existir en operación normal. Reitera que, en caso de evaluación de responsabilidad, también se aplica el plazo de quince minutos previsto en el PR-40.

j. SINERSA sostiene que la asignación de responsabilidad respecto de C.H. Poechos II vulnera su derecho fundamental a la igualdad ante la ley, pues el COES aplicó un criterio distinto al utilizado respecto de ELECTRONOROESTE, que enfrentó un retraso de arranque por vibraciones y requirió inspección física, pero fue considerado como contribuyente a disminuir el déficit. Señala que existen además otros agentes

del sistema norte que tampoco cumplieron el PDO, como ELECTROPERÚ, BIOENERGÍA DEL CHIRA y ENERGÍA EÓLICA, y que no fueron considerados responsables pese a encontrarse en condiciones operativas equivalentes, configurando un trato discriminatorio contrario al artículo 2.2 de la Constitución Política del Perú y al deber de imparcialidad del artículo 25 del Reglamento del COES.

k. SINERSA sostiene que existen razones adicionales que impiden atribuirle responsabilidad por las interrupciones a los usuarios libres. Señala que el propio Informe Técnico registra que, tras la reconexión de la LT La Niña–Piura Oeste, el COES ordenó a las 11:26:20 horas reponer únicamente la carga de usuarios regulados, instrucción que reiteró a las 12:03 horas. SINERSA manifiesta que esta directriz se mantuvo durante toda la tarde, pues el COES continuó rechazando demanda libre, lo cual evidencia que la recuperación de dicha demanda no dependía de la generación disponible en las C.H. Poechos I y II, sino exclusivamente de órdenes del Centro de Control. SINERSA sostiene que, aun operando ambas centrales cerca de su potencia nominal, la demanda libre siguió siendo restringida por instrucción directa del COES y no por limitaciones de SINERSA. Por ello afirma que no existe sustento técnico para atribuirle responsabilidad por interrupciones a usuarios libres, dado que cualquier retraso en el arranque de sus unidades solo podía influir en la reposición de la demanda regulada. Precisa que ningún comportamiento operativo de las C.H. Poechos I y II podía modificar la atención de la demanda libre, porque su reposición dependía exclusivamente de decisiones del COES.

l. SINERSA advierte que, de persistir el COES en imputarle responsabilidad por la totalidad de las interrupciones, tanto de usuarios regulados como libres, se vulneraría el principio de razonabilidad que integra el derecho al debido proceso. En esa línea, SINERSA sostiene que la imputación formulada por el COES no cumple con tales criterios, pues le atribuye efectos derivados de decisiones expresas del propio Centro de Control y que no guardan relación alguna con la operación de sus centrales. Explica que los supuestos retrasos en el arranque de las C.H. Poechos I y II, podían incidir únicamente en la reposición del suministro regulado, mas no en la demanda libre, cuya recuperación fue restringida reiteradamente por instrucciones del COES.

ANÁLISIS DEL RECURSO DE APELACIÓN:

5. A través del recurso de apelación, SINERSA solicita que se declare la nulidad de la Decisión Impugnada y, en consecuencia, se le excluya de cualquier tipo de responsabilidad por el evento EV-050-2025, alegando vulneración del derecho de defensa, de la debida motivación y del debido proceso.

6. Respecto a la supuesta actuación *extra petita*, el Directorio descarta categóricamente que el análisis de la Dirección Ejecutiva haya excedido el marco del recurso de reconsideración presentado por EGP. Dicha impugnación, por su estructura y petitorio, exigía revisar integralmente el evento EV-050-2025 y la participación de otros agentes que hubieran sido omitidos pero cuya actuación tuvo impacto en los Rechazos Manuales de Carga (RMC). Por lo tanto, que la referencia a "otros agentes" vinculados al evento EV-050-2025, a los que hace alusión EGP en el petitorio de su recurso de reconsideración no era imprecisa ni indeterminada; por el contrario, dichos agentes podían ser identificados de manera objetiva y sin dificultad.

7. Debe señalarse que, el Análisis de Falla se inició mediante la CITACIÓN N.º 050-2025 de fecha 22.05.2025, la cual fue remitida oportunamente por correo electrónico a todos los representantes de los agentes, incluyendo a SINERSA. En ese sentido, la recurrente tuvo conocimiento del inicio del análisis del evento EV-050-2025 y la posibilidad de

participar en el mismo. Asimismo, como resultado de dicho Análisis de Falla se emitió el Informe del CT-AF de fecha 27.06.2025, el cual fue remitido oportunamente a los agentes. En dicho informe se detalló la secuencia operativa que permitió identificar las demoras de sincronización de las unidades de las C.H. Poechos I (G2) y Poechos II (G1). Asimismo, la Decisión 370 y el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-050-2025, también notificadas a SINERSA el 11.07.2025, contenían un análisis completo del evento donde dichas unidades estaban claramente identificadas respecto de las demoras ocurridas en la etapa de restablecimiento. Si bien originalmente no se asignó responsabilidad a SINERSA, el reexamen efectuado por la Dirección Ejecutiva en virtud del recurso de reconsideración, sobre la disponibilidad y fallas de las unidades de SINERSA, y su aporte objetivo al déficit registrado tras el colapso, resulta plenamente justificado y sustentado en los documentos antes señalados.

8. En cuanto al alegato de SINERSA relativo a una supuesta obligación del COES de notificar antes del vencimiento del plazo de incorporación el recurso de EGP, este carece de sustento. Cabe indicar que, conforme a lo establecido en el Estatuto del COES, el Recurso de Reconsideración presentado por la empresa EGP fue publicado en el Portal Web del COES con fecha 07.08.2025, garantizando acceso público para el ejercicio oportuno de sus respectivas incorporaciones. Se resalta que, el petitorio de EGP, era objetivamente determinable a partir de los antecedentes y el Informe Técnico, previamente notificados a SINERSA, por lo tanto, no existe vulneración del derecho de defensa cuando la información analizada proviene de fuentes objetivas, comunes y plenamente accesibles para todos los agentes, y refleja hechos verificados en la operación en tiempo real.

9. Debe señalarse que la asignación de responsabilidad no se restringe a un esquema rígido de preclusión documental, sino que requiere atender a la mejor información técnica disponible. En ese marco, con fecha 16.09.2025, el propio SINERSA confirmó que las demoras registradas se debieron a fallas internas en sus unidades de generación.

10. Sobre el argumento de que no pueden asignarse responsabilidades durante los periodos de Situación Excepcional, corresponde precisar que la Décimo Sexta Disposición Final de la NTCSE establece que *"Si en los periodos de Situación Excepcional determinados conforme a lo previsto en el artículo 95 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas se producen deficiencias en la calidad del servicio debido a las disposiciones de operación emitidas por el COES, no se aplica sanciones y/o compensaciones económicas*". Sin embargo, dicha exoneración es aplicable únicamente cuando las transgresiones guardan relación directa con disposiciones emitidas por el COES en el marco de una Situación Excepcional. En esa línea, el segundo párrafo del artículo 95 de la Ley de Concesiones Eléctricas precisa que, dichas disposiciones implican configuraciones temporales de equipos e instalaciones, nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia fuera de tolerancia, superación de límites normales de carga, modificación de la operación de enlaces principales del SEIN o la no asignación de reserva rotante, todo ello para mitigar los efectos de la Situación Excepcional.

SECRETARIA DEL DIRECTORIO
V°B°
Abg. Ivonne Palomino Rimachi
COES

11. En consecuencia, los periodos de Situación Excepcional no impiden que se evalúe en el caso de SINERSA, las transgresiones a la NTCSE por RMC que se originaron por fallas de arranque de las unidades de la C.H. Poechos 1 (G2) y la C.H. Poechos 2 (G1), lo cual no guarda relación con disposiciones emitidas por el COES en el marco normativo citado en el párrafo anterior.

12. Tampoco es correcto sostener que la C.H. Poechos I no podría ser considerada para efectos de responsabilidad por no operar comercialmente. La asignación de responsabilidad no depende de la participación en el despacho económico, sino de la conducta técnica objetiva de las unidades involucradas en el restablecimiento, en tanto se

encontraban físicamente disponibles para aportar generación en la zona norte, que se encontraba con un déficit.

13. Cabe indicar que, de acuerdo con el literal l) del artículo 27.2 del Reglamento del COES, concordado con el literal i) del artículo 14 de la Ley N.º 28832, una de las funciones de operación del Sistema y del mercado de la Dirección Ejecutiva del COES es *"**Determinar y asignar responsabilidades específicas entre los Agentes**, así como calcular las compensaciones que correspondan **por las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), conforme al Procedimiento correspondiente.**"*. Asimismo, el numeral 1 del artículo 1 de la Ley N.º 28832 define "Agentes" como el conjunto de generadores, transmisores, distribuidores, independientemente de que participen o no en el Mercado Mayorista de Electricidad o de que sean o no Integrantes del COES. Por tanto, el COES tiene plena competencia para imputar responsabilidad a SINERSA. Cabe recordar que, en decisiones previas, el COES ha imputado responsabilidad a SINERSA respecto de la C.H. Poechos I (Decisiones COES/D/DO-178-2012 y COES/D/DO-180-2012).

14. En relación con el argumento de que el ERAC debió estar habilitado el día del evento, corresponde señalar que dicho esquema fue diseñado únicamente para contingencias súbitas bajo condiciones de red en estado "N", mas no para escenarios de mantenimiento programado de las líneas L-2241 o L-2162, que constituyen un estado "N-1". Esta condición técnica, se encuentra respaldada en el Informe Técnico "Esquema de Reducción/Desconexión de Carga del Proyecto de la Refinería de Talara (Fases 2 y 3)" adjunto a la carta COES/D/DP-064-2023 de fecha 19.01.2023, cuyo objeto fue modificar y mejorar el ERAC de la Refinería Talara. En dicha actualización se prevé un bit de bloqueo manual para evitar disparos indebidos en condiciones N-1 debido a mantenimientos programados.

15. En el caso concreto, el 14.05.2025 se produjo la salida de servicio de la línea L-2162 debido a un mantenimiento programado. A partir de ese momento, la única conexión operativa entre la S.E. La Niña y la S.E. Piura Oeste en 220 kV quedó a cargo de la línea L-2241, que opera en forma paralela a la L-2162. Dicha condición, que continuó el día del evento, activó automáticamente el criterio operativo que exige mantener el ERAC deshabilitado, a fin de evitar desconexiones injustificadas ante eventuales maniobras en las redes de 220 kV y 500 kV. El Directorio considera, por ello, que la deshabilitación del ERAC en la Refinería Talara fue una medida prevista y necesaria

16. Respecto a la afirmación de que la indisponibilidad de la unidad TV1 de la C.T. Refinería Talara agravó el déficit, el Directorio coincide con la Decisión Impugnada en que su desconexión ocurrió antes del inicio del evento EV-050-2025 (11:11 horas), por lo que carece de relación causal. Si bien estaba prevista la operación de la C.T. Refinería Talara para el día 16.05.2025, esta se desconectó a las 09:44 horas sin que ello cause transgresiones a la calidad. Su salida solo originó una sobrecarga de 18% en la línea L-2241 para lo cual había mecanismos de regulación como es el arranque de la generación local disponible. Además, dicha falla fue gestionada mediante acciones realizadas por el COES en tiempo real, de acuerdo con lo previsto en el PR-09. Así, el COES dispuso el arranque de la unidad TG5 de la la C.T.R.F. Talara y el incremento de la generación en las unidades TG4 y TG6 de C.T. Malacas para controlar la sobrecarga de la línea L-2241. Este punto es determinante, desde la desconexión de la TV1, el despacho previsto en el PDO del 16.05.2025 quedó reconfigurado ante el nuevo escenario operativo.

17. Respecto de lo señalado por SINERSA, sobre el retraso en el arranque de sus unidades, cabe indicar que los argumentos presentados carecen de sustento técnico que los relacione con el evento de desconexión de la línea L-2244, ocurrido una hora antes del inicio del proceso de arranque de sus centrales (12:30 horas). A diferencia del caso de la C.T.

Tablazo de ENOSA, dicho agente sí presentó sustento técnico objetivo que justificó la verificación previa al arranque, debido a la presencia de vibraciones. Asimismo, mediante la comunicación del 16.09.2025, SINERSA no informó que las fallas registradas durante el arranque de sus unidades tuvieran relación con vibraciones o con algún otro efecto asociado al evento externo.

18. Del mismo modo, la condición de bajo nivel de aceite es un aspecto previsible y controlable por el propio agente, que debe verificarse antes de declarar disponibilidad. Sobre ello, SINERSA no acreditó relación alguna entre dicha condición y el evento de las 11:11 horas; por el contrario, en su propio correo señaló que tuvieron que rellenar cuatro (4) galones de aceite, lo que evidencia que se trataba de una condición interna. En cuanto al reseteo de alarmas, SINERSA informó que lo realizó luego de ocurrido el evento; lo cual, constituye una actividad obligatoria y rutinaria que debe ejecutar el propio agente antes de declarar la disponibilidad de sus unidades, según lo establecido en el numeral 5.4.6 de la NTCOTRSI[1]. Por otro lado, de acuerdo con lo informado por ENOSA, antes de proceder con el arranque de su unidad realizó la revisión de sus instalaciones y alarmas después del evento de las 11:11 horas y solicitó al COES la regulación de la tensión para el sincronismo, una vez efectuadas estas acciones su central sincronizó dentro del tiempo de arranque declarado, conforme se indicó en el numeral 3.2.6 de la Decisión Impugnada.

19. Por lo tanto, el argumento sobre un supuesto trato desigual carece de fundamento, pues ENOSA sí presentó sustento técnico que justificaba sus acciones, permitiendo una evaluación objetiva. Por el contrario, SINERSA no informó ninguna condición de indisponibilidad durante la coordinación en tiempo real, y en la comunicación del 16.09.2025 reconoció condiciones internas que originaron demoras en el arranque de las unidades G2 de la C.H. Poechos I y G1 de la C.H. Poechos II. Finalmente, en el recurso presentado tampoco presentó sustento técnico que lo respalde.

20. Ahora bien, con respecto a lo indicado acerca del supuesto incumplimiento del despacho programado de las centrales de ELECTROPERU, BIOENERGIA DEL CHIRA y ENERGÍA EÓLICA, es necesario precisar que durante la operación del día 16.05.2025, luego de la desconexión de la unidad TV1 de la C.T. Refinería Talara, el COES realizó una reconfiguración operativa en tiempo real según lo previsto en el PR-09, el arranque de la unidad TG5 de la la C.T.R.F. Talara e incremento de generación en las unidades TG4 y TG6 de C.T. Malacas); por lo tanto, a partir de este momento, e incluso luego del evento ocurrido a las 11.11 horas, el escenario operativo originalmente previsto en el PDO del 16.05.2025 fue reemplazado por un esquema reconfigurado en tiempo real por el COES, en consecuencia, el supuesto incumplimiento del PDO, carece de fundamento.

21. Sin perjuicio a lo indicado, en el numeral 3.2.6 de la Decisión Impugnada se determinó que las unidades de la C.T. Tumbes de ELECTROPERU, luego de recibir orden de arranque por parte del COES, arrancaron y operaron a máxima generación dentro de tiempo previsto. En cuanto a la central de BIOENERGÍA DEL CHIRA, al ser de tipo cogeneración, su despacho depende de la demanda en su planta, la cual, durante la etapa de restablecimiento se encontraba restringida como parte de los RMC coordinados. Por último, respecto de ENERGÍA EÓLICA, una vez que se restableció la línea L-2161 (Pariñas – Campana) a las 12:16:45 horas, la C.T. Talara inició su proceso de arranque, registrándose entre las 12:28 y 12:40 horas una potencia promedio de 2,5 MW. Es pertinente señalar que, por la naturaleza de su fuente primaria, esta central presenta un alto grado de variabilidad en su generación debido al carácter imprevisible del recurso eólico.

SECRETARIA DEL DIRECTORIO
V°B°
Abg. Ivonne Palomino Rimachi
COES

[1] **Numeral 5.4.6 de la NTCOTRSI:**
5.4.6. El Integrante del Sistema cuyo equipo salga de servicio comunicará al Coordinador el tiempo previsto de su indisponibilidad. Si su indisponibilidad es inmediata, el Coordinador dispondrá su reconexión. (…).

22. Asimismo, es importante mencionar que el tiempo de 15 minutos previstos en el PR-40, no es aplicable para el caso de demora en el arranque de centrales luego de la orden de la COES, ya que, este tiempo máximo solo aplica para la reposición de suministros interrumpidos. Por lo tanto, dicho plazo no puede ser extendido ni reinterpretado para limitar la responsabilidad de SINERSA respecto de la demora en el arranque de sus centrales, lo cual, se evalúa en función a los tiempos técnicos declarados por las empresas.

23. Finalmente, sobre la responsabilidad asignada no se basa en la reposición de usuarios libres o no, sino en el efecto directo que tuvo la indisponibilidad de las C.H. Poechos I y II en la prolongación del déficit de generación durante el período de reposición, lo que influyó en la duración de los RMC. En consecuencia, los argumentos de SINERSA no desvirtúan los fundamentos de la responsabilidad asignada.

24. El Directorio concluye que la pretensión formulada por SINERSA carece de sustento técnico, fáctico y jurídico. En consecuencia, corresponde confirmar en todos sus extremos la Decisión N° COES/D-1000-2025 y mantener la asignación de responsabilidad, así como las consecuencias operativas y económicas derivadas del Evento EV-050-2025.

Cabe indicar que, estando a las consideraciones que anteceden, el Directorio, por unanimidad,

ACORDÓ:

Declarar **INFUNDADO** el recurso de apelación presentado por **SINDICATO ENERGÉTICO S.A.** el 29.09.2025 contra la Decisión N° COES/D-1000-2025 que resolvió el recurso de reconsideración interpuesto por ENEL GENERACIÓN PIURA S.A. contra la Decisión COES/D/DO-370-2025, que le asignó responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE derivadas del evento EV-050-2025.