San Isidro, 26 de diciembre de 2025

COES/D-1329-2025

Señor
Manuel Jesús Mayorga Oré
Gerente Genera
ATLANTICA TRANSMISIÓN SUR S.A
Presente.-

Señor
Jorge Armando Velarde Nuñez Melgar
Apoderado Legal
RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

Asunto: **Recursos de Reconsideración interpuesto por las empresas CONSORCIO TRANSMANTARO S.A y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A. el 12.11.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el Evento EV-075-2025.**

De mi consideración:

Me dirijo a ustedes en atención a los recurso de reconsideración interpuestos por sus representadas, contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, (DCOES) contenida en la comunicación COES/D/DO-540-2025.

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

> ***PRIMERO:*** *Declarar* ***FUNDADA*** *la pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa CONSORCIO TRANSMANTARO S.A con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, en consecuencia, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR*
>
> ***SEGUNDO:*** *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Primera Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. Asimismo, de acuerdo con lo indicado la presente Decisión, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR.*
>
> ***TERCERO:*** *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual*

se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

CUARTO: *Declarar* ***FUNDADA*** *la Segunda Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. En consecuencia, se modifica la Decisión Impugnada, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.25 de la presente decisión, modificándose los siguientes Decides:*

NOVENO*: Asignar responsabilidad a la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:27:00	25,00
2	MSH-JAHUAY(BARRA 10 KV)	0,120	05:37:40	06:30:40	53,00
3	MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:30:40	28,67
4	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:25:00	23,00
			09:40:12	09:45:40	5,47
5	SEA-ACARI(BELLA UNIÓN)	1,500	05:37:40	06:33:48	56,13
6	SEA-AGUA SALADA(CHALA)	2,740	05:37:40	06:36:24	58,73
7	SEA-BELLAVISTA(CHALA)	0,430	05:37:40	06:36:24	58,73
8	SEA-CHALA VIEJO(CHALA)	3,650	05:37:40	06:36:24	58,73
9	SEA-CHALA(BELLA UNIÓN)	0,200	05:37:40	06:33:48	56,13
10	SEA-MANUEL PRADO(CHALA)	0,500	05:37:40	06:36:24	58,73
11	SEA-PLATINOS(BELLA UNIÓN)	1,200	05:37:40	06:33:48	56,13

DECIMOCUARTO*: Asignar responsabilidad a la empresa TRANSMANTARO, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02

QUINTO: *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Tercera Pretensión del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación*

COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.

Se adjunta documento con el sustento correspondiente.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
LEONARDO LUIS JUAN
DEJO PRADO
Cargo: DIRECTOR
EJECUTIVO
Fecha: 26/12/2025 13:43:24

Adj.: Lo indicado.
C.c.: Integrantes del COES, SME, DJR.

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

DE CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. Y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A.

Sumilla: Recurso de Reconsideración interpuesto por las empresas CONSORCIO TRANSMANTARO S.A y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A. el 12.11.2025 contra la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, contenida en la comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se asigna responsabilidad respecto a las transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobado por Decreto Supremo N° 020-97-EM, por el Evento EV-075-2025.

Lima, 26 de diciembre de 2025

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I.- ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 22.10.2025, se notificó a CONSORCIO TRANSMANTARO (en adelante "CTM") y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A. (en adelante "ATS") la comunicación COES/D/DO-540-2025, que contiene la Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES (en adelante, "la Decisión Impugnada") sobre el Evento EV-075-2025 (en adelante, "Evento"), del 26 de agosto de 2025, ocurrido a las 01:26 h (en adelante, "Evento 01") y a las 05:37 h (en adelante, "Evento 02"), mediante la cual se asignó responsabilidad por transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[1] (en adelante, "NTCSE").

1.2 Con fecha 12.11.2025, CTM interpuso un Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, a fin de que esta sea modificada; y, en consecuencia, se deje sin efecto la responsabilidad a su representada.

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

- Exhibición de medios probatorios bajo tenencia del COES.
- Documento que demuestra cooperación y mantenimiento de Barra.
- Evidencia de las condiciones para la deshabilitación del 87B de Poroma solo con la operación del transformador existente.

1.4 Con fecha 12.11.2025, ATS interpuso un Recurso de Reconsideración contra la Decisión Impugnada, a fin de que esta sea modificada; y, en consecuencia, se deje sin efecto la responsabilidad a su representada.

1.5 Para tal efecto, ATS ofreció como nueva prueba instrumental, lo siguiente:

- Informe Técnico "Eventos Subestación Poroma 500 kV (26/08/2025)" elaborado por la Consultora Waylla Proyectos, en adelante "Informe Waylla".

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

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

II.- EL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

2.1 Petitorio de CONSORCIO TRANSMANTARO

El Recurso de Reconsideración tiene las siguientes pretensiones:

i. Como pretensión principal solicita que el COES modifique la Decisión Impugnada, asignando la responsabilidad del 100% a ATS por el Evento 01.

ii. Como pretensión subordinada solicita que el COES modifique la Decisión Impugnada, asignando la responsabilidad en partes iguales entre CTM y ATS (50% – 50%) por Evento 01.

2.2 Petitorio de ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR S.A.

El Recurso de Reconsideración tiene las siguientes pretensiones:

i. Como primera pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Primero y Decide Segundo de la Decisión Impugnada, exonerando a ATS de cualquier responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE originadas por el Evento 01.

ii. Como pretensión subordinada a la primera pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Primero y Decide Segundo de la Decisión Impugnada, y se disponga que el COES es responsable por las transgresiones a la NTCSE originadas como parte del Evento 01.

iii. Como segunda pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Noveno de la Decisión Impugnada, y se disponga que TRANSMANTARO es responsable exclusivo por el suministro interrumpido en la S.E. Marcobre como parte del Evento 02.

iv. Como tercera pretensión principal solicita que el COES modifique el Decide Noveno de la Decisión Impugnada, y se disponga que TRANSMANTARO es corresponsable por los suministros interrumpidos de los ítems 2,3,4,5,6,7,8,9,10,11, y 12 como parte del Evento 02.

2.3 Agravios

CTM ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

ATS ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, reputacional y jurídico por un monto estimado en USD 151,943.94 por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

2.4 Argumentos de CONSORCIO TRANSMANTARO

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

CTM sustenta sus pretensiones bajo los siguientes fundamentos:

PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.4.1 CTM sostiene que la deshabilitación de la protección diferencial de barras 87B en la SE Poroma 500 kV fue el elemento que permitió que la falla registrada generara efectos en el sistema. Indica que la desconexión de la barra B no debió ocasionar efecto alguno, puesto que, a su criterio, para el 26.08.2025 la protección 87B ya debía encontrarse habilitada. Señala que ATS mantuvo deshabilitada dicha protección por un periodo prolongado y que, de haberse habilitado oportunamente, la falla hubiese desconectado únicamente la barra B, sin ocasionar desconexión de otros equipos ni interrupción del suministro en la zona sur.

2.4.2 CTM señala que la configuración operativa existente del 26.08.2025 no correspondió a la autorizada por el COES, afirmando que según el correo de coordinación entre ATS y COES del 17.03.2025, el COES solo revisó y autorizó desactivar la protección 87B para operar con un solo transformador, no con los dos en funcionamiento. Asimismo, sostiene que ATS puso en servicio su nuevo transformador en la SE Poroma, sin protección diferencial y sin estudio que respalde esta configuración de manera prolongada, lo que, a criterio de CTM, explicaría que la falla registrada haya tenido un impacto de mayor alcance en el sistema.

CTM enfatiza además que esta condición operativa se produjo mientras la protección diferencial de barras estaba desactivada y ambos transformadores de ATS funcionaban simultáneamente, situación que, según su posición, no habría sido analizada ni aprobada. Por ello, concluye que esta decisión es de entera responsabilidad de ATS y que pudo evitar los impactos ocasionados habilitando oportunamente su diferencial de barra (87B) cuando se puso en servicio su nuevo transformador (AUT-5372).

2.4.3 CTM afirma que en este caso no corresponde aplicar el literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE, pues considera que sí existen elementos para identificar responsabilidades específicas. Sostiene que el propio análisis del COES reconoce que la falla ocurrió en la barra B, de titularidad compartida, y que el factor determinante que permitió la desconexión de múltiples elementos fue operar la S.E Poroma con la protección 87B deshabilitado. CTM añade que mantener deshabilitada dicha protección por varios meses, a pesar de sus reiteradas programaciones de habilitación, constituye un elemento suficiente para considerar la participación de ATS en la ocurrencia de las transgresiones.

PRETENSIÓN SUBORDINADA

2.4.4 CTM indica que, en caso no sea acogida su pretensión principal, corresponde aplicar el régimen de copropiedad regulado por el Código Civil. Señala que la barra B es de titularidad compartida en igual proporción entre ATS y CTM y que, bajo dicho régimen, las cargas derivadas de la titularidad común deben

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

distribuirse de forma igualitaria. En ese sentido, sostiene que, si no se atribuye el evento exclusivamente a la deshabilitación del 87B, la alternativa adecuada sería asignar 50 % de responsabilidad a cada copropietario.

2.5 Argumentos de ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR

ATS sustenta sus pretensiones bajo los siguientes fundamentos:

PRIMERA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.1 ATS sostiene que durante el evento EV-075-2025 ocurrido el 26.08.2025, se produjeron dos perturbaciones en la barra "B" de 500 kV de la S.E. Poroma, cuyos efectos, incluyendo la desconexión del enlace centro-sur de 500 kV y la interrupción de suministro en el área sur, no deben ser atribuidos a ATS, sino que corresponden que sean asignados técnicamente a TRANSMANTARO y al COES. En su recurso, ATS afirma que el Evento 01 tuvo origen en algún equipo o celda asociada a la Barra "B" de 500 kV de la S.E. Poroma; sin embargo, cuestiona que el COES haya atribuido responsabilidad conjunta a pesar de que existen elementos suficientes para determinar la responsabilidad exclusiva de TRANSMANTARO.

2.5.2 ATS incluye como prueba nueva el Informe Waylla, el cual desarrolla un análisis detallado de ambos eventos mediante simulaciones dinámicas en PowerFactory DIgSILENT. Según ATS, mediante los resultados de su informe se evidencia que aun si los ajustes de sobrecorriente recomendados por el COES hubiesen sido implementados correctamente, el colapso del área Sur durante el Evento 01 era inevitable debido a la configuración estructural del sistema y la alta transferencia de potencia desde el área Centro a través del enlace de 220 kV, cuya capacidad era insuficiente para sostener la demanda tras la desconexión de las líneas de 500 kV. ATS remarca que la nueva prueba permite concluir que las consecuencias del Evento 01, no corresponden a ATS, sino a TRANSMANTARO, y que incluso el COES habría incurrido en deficiencias de análisis operativo por no prever escenarios de falla en la barra 500 kV pese a los antecedentes meteorológicos (vientos Paracas del 22 de agosto) que incrementaron el riesgo de contaminación de aisladores.

2.5.3 ATS afirma que el COES no ha analizado los diversos factores y elementos claros posteriores al evento que permiten concluir que TRANSMANTARO es exclusivo responsable del Evento 01. Entre ellos menciona: (i) la falla del reactor R-33, ocurrida a las 02:16:18 h, que condujo a su desconexión por actuación de su protección diferencial (87T), (ii) la falla monofásica en la fase R del seccionador SB-5323 a las 05:37 h por pérdida de aislamiento bajo condiciones atmosféricas adversas; y, (iii) la ejecución de mantenimientos correctivos realizados por TRANSMANTARO en los equipos conectados a la barra 'B' desde el 26.08.2025 en adelante, asociados a limpieza de aisladores. Al respecto, según ATS, estos hechos revelan un nexo causal directo entre las instalaciones de TRANSMANTARO y el Evento 01; asimismo, precisa que en sus instalaciones no se produjo ningún elemento anómalo similar, ya que, ATS no realizó ningún trabajo correctivo posterior al 26.08.2025. Por lo tanto, en

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

aplicación del principio de verdad material, el COES debió valorar dichos indicios para concluir que TRANSMANTARO era el único responsable.

PRETENSIÓN SUBORDINADA DE LA PRIMERA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.4 Asimismo, ATS sostiene que el COES también debe ser considerado responsable por las interrupciones asociadas al Evento 01 debido a la incorrecta aplicación del PR-08. ATS sostiene que el COES descartó injustificadamente la aplicación del PR-08 para analizar fallas en la barra de Poroma, pese a que dicho procedimiento establece expresamente la obligación de evaluar contingencias en todos los elementos del sistema de transmisión, incluyendo barras. Afirma que esta omisión tuvo implicancias prácticas directas, pues impidió que se adoptaran medidas adicionales para mitigar o prevenir los efectos del evento. ATS señala que la omisión no constituye un error formal, sino una falla de gestión operativa que afectó la cadena de control preventivo del SEIN y que, en consecuencia, generó un grado concreto de responsabilidad que el COES debió incluir en su análisis. Al respecto, ATS invoca el deber de motivación constitucional aplicable a toda autoridad, indicando que la decisión impugnada presenta deficiencias en la exposición de razones que justifican no aplicar el PR-08 a un evento de pérdida de barra.

SEGUNDA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.5 ATS indica que el COES incurrió además en un error material al atribuir a ATS la interrupción de Mina Justa pese a que el propio Informe Técnico del COES reconoce que dicho suministro se perdió “por una falla originada en instalaciones bajo responsabilidad de TRANSMANTARO”.

TERCERA PRETENSIÓN PRINCIPAL

2.5.6 Con respecto al Evento 02, ATS señala que este se originó específicamente en el seccionador de barra ‘B’ SB-5323 de 500 kV, equipo de titularidad de TRANSMANTARO; y que, aunque el COES atribuyó responsabilidad a ATS por los efectos debido a la no actuación de la protección de sobrecorriente a tierra (51N) del autotransformador AUT-5371, tal conclusión no toma en cuenta que la persistencia de la falla también se debió a la no desconexión oportuna de la línea L-5031, de titularidad de TRANSMANTARO.

2.5.7 ATS sostiene, con base en el Informe Waylla, que varios suministros interrumpidos durante el Evento 02 deben asignarse también a TRANSMANTARO. El Informe Waylla demuestra que de haberse producido el disparo oportuno de la línea L-5031 dentro de los tiempos correspondientes a la zona 2, el autotransformador de Poroma habría arrancado correctamente, evitando la actuación de la protección de respaldo de Cahuachi, la cual operó a los 6461 milisegundos debido a la omisión de desconexión del autotransformador AUT-5371. Según ATS, mientras la línea L-5031 permanecía aportando corriente a la falla, el relé del autotransformador AUT-5371 no registraba arranque, de manera que la demora fue causada por el

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

aporte de cortocircuito proveniente de instalaciones de TRANSMANTARO. En consecuencia, ATS sostiene que los suministros interrumpidos en los ítems 2 al 12 del DECIDE NOVENO corresponde ser asignados también a TRANSMANTARO, debido a la demora en la desconexión de la línea L-5031.

2.5.8 ATS indica que el COES incurrió además en un error material al atribuir a ATS la interrupción de Mina Justa pese a que el propio Informe Técnico del COES reconoce que dicho suministro se perdió "por una falla originada en instalaciones bajo responsabilidad de TRANSMANTARO".

III.- ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

3.1 Cuestiones Previas

Nueva Prueba y Requisitos de Admisibilidad

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

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

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

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

i. Identificación de la decisión de la Dirección Ejecutiva materia de impugnación

Tal como se ha señalado en el numeral 1.2 y 1.4 de la presente Decisión, CTM y ATS cuestionan la comunicación COES/D/DO-540-2025, que aprueba la asignación de responsabilidad por transgresiones a la NTCSE por el Evento EV-075-2025 ocurrido el día 26.08.2025.

ii. Identificación del agravio causado por la decisión materia de impugnación

CTM ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, por compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

ATS ha señalado que la Decisión Impugnada le causa un agravio económico, reputacional y jurídico, por un monto estimado en USD 151,943.94 por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

iii. Fundamentos de la impugnación

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

CTM y ATS han indicado sus argumentos, los cuales han sido precisados en los numerales 2.4.1 a 2.5.7 de la presente Decisión.

De esta manera, en su oportunidad, se constató el cumplimiento formal de los requisitos de admisibilidad, así como el cumplimiento en la presentación de la nueva prueba instrumental, conforme se señala en los numerales 1.3 y 1.5 de la presente Decisión.

Procedencia del Recurso Impugnatorio

- Plazo para interponer el recurso

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

  En observancia de esta disposición CTM y ATS interpusieron sus Recursos de Reconsideración dentro del plazo legal de quince (15) días hábiles, ya que se notificó la Decisión Impugnada el 22.10.2025 y las impugnaciones se presentaron el 12.11.2025, mismo día del vencimiento de plazo.

- Agravio

  CTM señala que la Decisión Impugnada le causa agravio económico por compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

  ATS señala que la Decisión Impugnada le causa agravio económico, reputacional y jurídico, por un monto estimado en USD 151,943.94 por concepto de compensaciones y resarcimientos a clientes y terceros.

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

  En este caso, la Decisión Impugnada, en su Decide Primero, Segundo y Noveno, asigna responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE por interrupciones de suministro, y, por lo tanto, como consecuencia de la referida asignación, se podrían derivar obligaciones de pago de resarcimientos al finalizar el semestre.

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

Competencia de la DCOES para pronunciarse

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

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

Acumulación de los Recursos de Reconsideración

De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 11.3 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES, si se formulara más de una reconsideración por distintos Integrantes Registrados, respecto de una decisión de la Dirección Ejecutiva, esta podrá disponer la acumulación de las reconsideraciones a fin de que sean resueltas en una única decisión.

Ahora bien, según los artículos 83, 84, 85 y 86 del Código Procesal Civil, aplicable de manera supletoria al presente caso; la acumulación subjetiva de dos pretensiones presentadas por distintas personas procede cuando las pretensiones provengan de un mismo título, se refieran a un mismo objeto o exista conexidad entre ellas, no sean contrarias entre sí, deban ser resueltas por el mismo órgano, y deban tramitarse en la misma vía procedimental.

En el presente caso CTM y ATS, cuestionan los resultados de una misma Decisión de la Dirección Ejecutiva (Decisión Impugnada). Asimismo, existe conexidad entre los petitorios de los recursos de reconsideración presentados ya que solicitan que se modifique la asignación de responsabilidad de los decides Primero, Segundo y Noveno del EV-075-2025 ocurrido el 26.08.2025.

Así las cosas, cumpliéndose los requisitos señalados en los párrafos precedentes, corresponde ACUMULAR los recursos de reconsideración presentados por las empresas impugnantes.

Asimismo, considerando que el numeral 11.4 del Artículo Décimo Primero del Estatuto del COES dispone que, en caso de acumulación de reconsideraciones, el plazo para resolver se contará desde el día hábil siguiente a la fecha de presentación de la última reconsideración materia de acumulación, corresponde considerar la fecha de presentación de la última impugnación, esto es, el 12.11.2025. En ese sentido, el plazo máximo para emitir la Decisión es el 29.12.2025.

3.2 Análisis del Recurso de Reconsideración

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

3.2.1 De acuerdo con lo contemplado en el literal i) del artículo 14° de la Ley N° 28832, así como lo establecido en el numeral 3.5 de la NTCSE, el COES tiene como función asignar las responsabilidades en caso de transgresiones a la NTCSE.

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

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

3.2.3 En el ejercicio de dicha función, el COES debe investigar, analizar y atribuir a quien corresponda la responsabilidad por el evento que ocasionó la transgresión a la NTCSE. Para dichos efectos, el COES se sirve de la información remitida por los Agentes Involucrados y el Comité Técnico de Análisis de Fallas (CT-AF), así como los elementos de juicio e información que tenga a su disposición y sobre dicha premisa se analizaron los hechos del evento EV-075-2025.

Antecedentes:

3.2.4 Antes de pasar a responder los argumentos de CTM y ATS, se debe precisar que la S.E. Poroma 500 kV es una subestación con configuración de interruptor y medio, en la cual se conectan cuatro líneas de transmisión en 500 kV: L-5031 (Colcabamba – Poroma), L-5032 (Chilca CTM – Poroma), L-5033 (Poroma – Yarabamba) y L-5034 (Poroma – Ocoña), así como dos autotransformadores de potencia AUT-5371 y AUT-5372 de 550/220 kV. Asimismo, la subestación cuenta con dos barras de 500 kV, "A" y "B", cada una protegida de manera independiente mediante un sistema de protección diferencial de barras (87B), donde las barras de 500 kV son de titularidad compartida entre las empresas CTM y ATS (ver Figura 1).

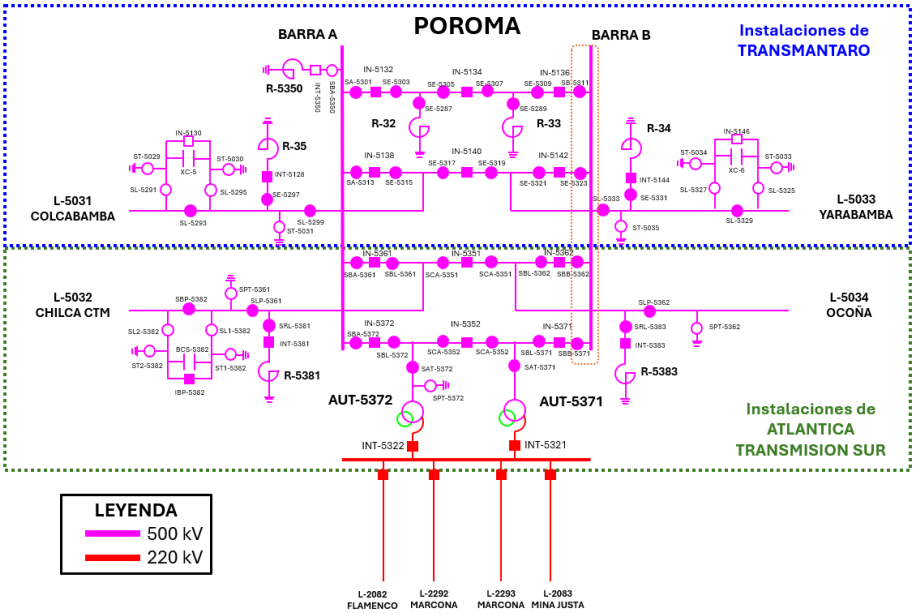


Figura 1. Diagrama Unifilar de la S.E Poroma 500 kV (Fuente: COES)

En este contexto, el autotransformador AUT-5372 se conectó en paralelo con el autotransformador AUT-5371 el 21.07.2025, como parte del proyecto

"Refuerzo 2 – Ampliación S.E. Poroma" a cargo de ATS. Debido a las actividades asociadas a dicho proyecto, la protección diferencial de barras (87B) de la barra "B" quedó deshabilitada desde el 22.03.2025[2]. Sin embargo, aun cuando el autotransformador AUT-5372 llegó a conectarse el 21.07.2025, la protección diferencial permaneció fuera de servicio hasta el 01.09.2025.

El 26.08.2025 a las 01:26 h, se produjo una falla monofásica en la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV. Sin embargo, debido a que la protección diferencial de barras (87B) de dicha barra se encontraba deshabilitada, la falla no pudo ser despejada de manera selectiva, lo que ocasionó la desconexión del enlace de 500 kV de la S.E. Poroma entre las zonas Centro y Sur (desconexión de todas las líneas en 500 kV de esta subestación). Esta condición generó la pérdida de sincronismo y una serie de desconexiones sucesivas, que finalmente derivaron en el colapso parcial del sistema Sur del SEIN y en interrupciones de suministro.

Al respecto, de acuerdo con el análisis del evento efectuado en el Informe Técnico COES COES/D/DO-541-2025, con la información disponible, técnicamente no fue posible determinar, el equipo específico asociado a la barra donde se originó la falla. En consecuencia, mediante la Decisión COES N° COES/D/DO-540-2025, en sus Decides Primero y Segundo, se asignó responsabilidad compartida a CTM y ATS en función al porcentaje de sus aportes, conforme a lo establecido en el literal d) del numeral 3.5 de la NTCSE, al no ser posible identificar al responsable del evento.

Respecto de la pretensión principal de CTM

3.2.5 CTM señala que el Evento 01 se produjo como consecuencia de la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B), toda vez que la desconexión de la Barra B de Poroma 500 kV no debió ocasionar efecto alguno en el sistema, debido a que para dicho momento ya se debía contar con la protección diferencial de barras (87B) habilitada. En tal sentido, corresponde evaluar el impacto de la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B), así como la supuesta injustificada demora en su habilitación.

Sobre el impacto de la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B) y la responsabilidad de ATS

3.2.6 Sobre este punto, cabe resaltar que, para asignar responsabilidad a un agente, el COES evalúa que exista una "relación de causalidad", lo que supone una relación de causa-efecto entre la conducta del Agente y el daño causado. Ello en atención a que nuestro Código Civil acoge la teoría de "causa adecuada" como nexo causal, para los casos de responsabilidad civil[3].

[2] ATS mediante correo electrónico del 18.03.2025, informó que a partir del 22.03.2025 a las 08:00 h el diferencial de barras (87B) estaría apagado.
[3] *"Artículo 1985.- Contenido de la indemnización*

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Así, es necesario distinguir entre la causa que produce el efecto, de las condiciones que, si bien no producen el efecto en sí, permiten que el efecto se genere. Por lo que, si bien sin dichas condiciones no se hubiera producido el resultado dañoso, ninguna de las condiciones pueden ser consideradas la causa misma del daño[4].

En tal sentido, conforme a la teoría de la *causa adecuada*, no toda condición del evento constituye causa, sino **únicamente aquella que resulte idónea para determinar el daño**. Dicha causa comprende solo aquellos acontecimientos que fueron determinantes[5] para su producción y que, de manera regular o usual, conducen al resultado dañoso, excluyéndose cualquier condición meramente concurrente del evento.

3.2.7 Así las cosas, respecto al argumento de CTM sobre la supuesta responsabilidad exclusiva de ATS por la deshabilitación de la protección diferencial (87B) de la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, corresponde determinar el rol que tuvo la deshabilitación de la protección diferencial (87B) en la secuencia que derivó en las interrupciones de suministro producidas en el Evento 01.

La falla monofásica que se presentó en la barra "B" de la S.E. Poroma constituye el hecho inicial del evento. Sin embargo, para el caso de la S.E Poroma 500 kV, una falla en barra de esta naturaleza no produce necesariamente interrupciones de suministro, ya que, bajo condiciones normales de operación, la protección diferencial de barras (87B) actúa de manera instantánea y selectiva, aislando únicamente la barra en falla evitando la propagación del evento hacia los enlaces de transmisión.

En este punto se debe precisar que la protección 87B haya permanecido deshabilitada implica la ausencia de una protección principal destinada a despejar fallas internas en una barra de manera instantánea (t=0,0 segundos), evitando que una falla en barra se propague, así como la de evitar desconectar equipos adicionales más allá de la zona afectada.

Debido a ello, el 26.08.2025, cuando ocurrió una falla monofásica en la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV, la ausencia de actuación de la protección diferencial (87B) exigió que el despeje de falla dependiera exclusivamente de las protecciones de respaldo, ubicadas en los extremos de los elementos conectados a la S.E Poroma 500 kV, lo cual ocurrió. Esto generó la desconexión de los enlaces de 500 kV asociados a la S.E. Poroma, lo que produjo la pérdida de sincronismo entre las zonas Centro y Sur del SEIN, así como desconexiones sucesivas que derivaron en el colapso parcial del sistema Sur y en las interrupciones de suministro registradas.

La indemnización comprende las consecuencias que deriven de la acción u omisión generadora del daño, incluyendo el lucro cesante, el daño a la persona y el daño moral, ***debiendo existir una relación de causalidad adecuada entre el hecho y el daño producido****. El monto de la indemnización devenga intereses legales desde la fecha en que se produjo el daño."*

[4] ESPINOZA ESPINOZA, J (2019). *Derecho de la Responsabilidad Civil* (9.ª ed., Tomo 1, p. 362). Instituto Pacífico

[5] ESPINOZA ESPINOZA, J (2019). *Derecho de la Responsabilidad Civil* (9.ª ed., Tomo 1, p. 363). Instituto Pacífico

Dado que el COES asigna responsabilidad basándose en un análisis de causa adecuada, como se explicó en el numeral 3.2.6 de la presente decisión, en el evento del 26.08.2025 se advierte que la falla monofásica en la barra "B" produjo interrupciones de suministro en tanto y en cuanto la protección diferencial de barras estuvo deshabilitada, pues su actuación habría limitado el evento únicamente a la barra involucrada, sin afectar la continuidad del servicio en el sistema.

3.2.8 Por tanto, esta Dirección considera que la deshabilitación de la protección diferencial (87B), y no la falla monofásica en la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV, fue el acontecimiento determinante para que se produzcan las transgresiones a la NTCSE y las interrupciones de suministro en el Evento 01. De haber estado la protección 87B habilitada, la falla hubiera sido despejada de manera selectiva y el evento no habría derivado en la desconexión del enlace de 500 kV (no hubiera desconectado ninguna línea en 500 kV de dicha subestación) ni en la pérdida de sincronismo, evitando así cualquier transgresión a la NTCSE. En consecuencia, la causa adecuada del daño fue la ausencia de funcionamiento de la protección diferencial (87B) de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV, cuya titularidad corresponde a la empresa ATS.

Acerca de la autorización de conexión del autotransformador AUT-5372, el estado de la S.E. Poroma al 26.08.2025 y la supuesta injustificada demora en su habilitación por parte de ATS

3.2.9 Respecto a lo señalado por CTM, en el extremo que afirma que la S.E. Poroma estaba operando en una condición "no autorizada" por el COES, es necesario aclarar que esa afirmación no se sostiene con los antecedentes técnicos ni con la documentación oficial, toda vez que la conexión del autotransformador AUT-5372 sí fue autorizada por el COES mediante carta COES/D/DP-604-2025 del 08.07.2025[6].

Asimismo, entre el 8 y el 15 de julio, el COES evaluó las condiciones de operación del sistema para que la energización del autotransformador AUT-5372 no origine consecuencias en el SEIN, realizando coordinaciones directamente con ATS. La primera energización ocurrió el 16.07.2025, mientras que el 21.07.2025, el autotransformador fue conectado en paralelo con el autotransformador AUT-5371. Con esta secuencia, queda claro que la operación con dos autotransformadores en servicio sí estaba aprobada, y por tanto no corresponde afirmar que el sistema se encontraba en una condición operativa no evaluada o no prevista. Sin embargo, como se detalla en el numeral 3.2.10 de la presente Decisión, la autorización del COES estaba limitada a los trabajos de ATS, sin que eso signifique mantener deshabilitada la protección de manera indefinida.

La afirmación de CTM de que el COES "solo autorizó" operar con un transformador y sin protección diferencial mezcla situaciones que no son

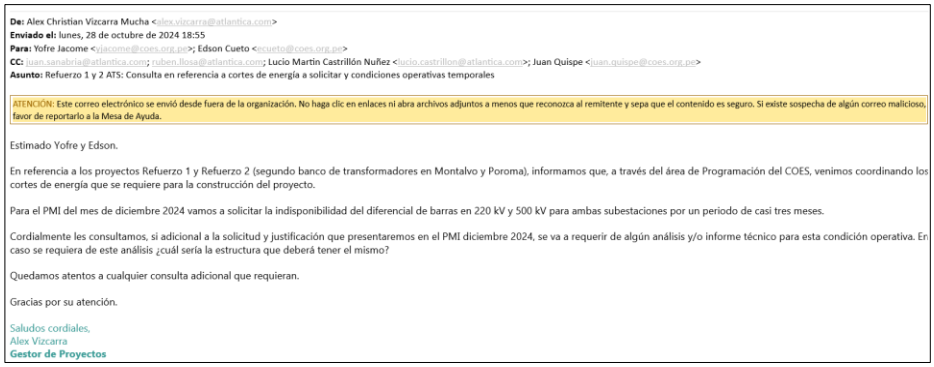
[6] Mediante dicha comunicación, el COES autorizó formalmente la puesta en servicio del autotransformador AUT-5372

equivalentes: una cosa es autorizar la puesta en servicio del autotransformador, y otra muy distinta es permitir operar la S.E. Poroma 500 kV de forma indefinida con la protección de barras inhabilitada. El COES nunca autorizó lo segundo.

3.2.10 Precisamente, respecto de la protección diferencial de barras (87B) de la barra B de la S.E Poroma 500 kV, es importante distinguir tres cosas:

i. La condición operativa de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV sin la protección diferencial de barras (87B)
ii. Estuvo limitada estrictamente al tiempo necesario para ejecutar los trabajos del proyecto de ATS.
iii. Independientemente de que si el COES haya considerado o no la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B), las consecuencias recaen sobre el titular de las mismas.

La condición operativa de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV sin la protección diferencial de barras (87B) se encuentra vinculada a la solicitud presentada por ATS para la deshabilitación temporal de la protección diferencial de barras (87B) de la S.E. Poroma, en el marco del proyecto Refuerzos. En ese contexto, mediante correo electrónico de fecha 28.10.2024, ATS informó al COES que, para el PMI de diciembre de 2024, "*se va a solicitar la indisponibilidad del diferencial de barras en 220 kV y 500 kV para ambas subestaciones por un periodo de casi tres meses*", consultando además si sería necesario presentar algún análisis o informe técnico adicional para sustentar dicha condición operativa.


De: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>
Enviado el: lunes, 28 de octubre de 2024 18:55
Para: Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; ruben.llosa@atlantica.com; Lucio Martin Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>; Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Asunto: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de reportarlo a la Mesa de Ayuda.

Estimado Yofre y Edson.

En referencia a los proyectos Refuerzo 1 y Refuerzo 2 (segundo banco de transformadores en Montalvo y Poroma), informamos que, a través del área de Programación del COES, venimos coordinando los cortes de energía que se requiere para la construcción del proyecto.

Para el PMI del mes de diciembre 2024 vamos a solicitar la indisponibilidad del diferencial de barras en 220 kV y 500 kV para ambas subestaciones por un periodo de casi tres meses.

Cordialmente les consultamos, si adicional a la solicitud y justificación que presentaremos en el PMI diciembre 2024, se va a requerir de algún análisis y/o informe técnico para esta condición operativa. En caso se requiera de este análisis ¿cuál sería la estructura que deberá tener el mismo?

Quedamos atentos a cualquier consulta adicional que requieran.

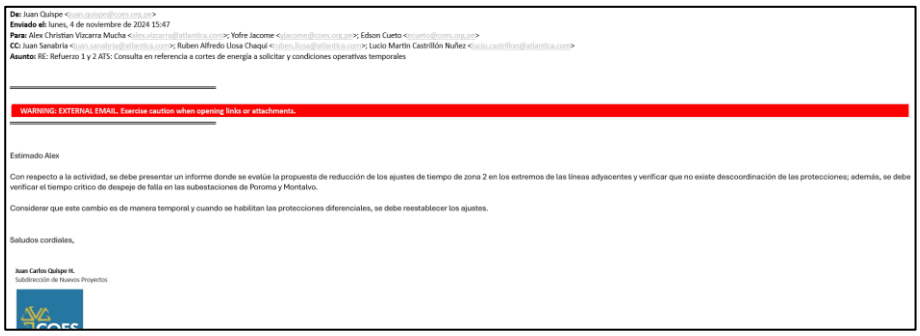
Gracias por su atención.

Saludos cordiales,
Alex Vizcarra
Gestor de Proyectos

Figura 2. Correo electrónico del 28.10.2025

Al respecto, mediante correo de fecha 04.11.2024, el COES indicó que, para proceder con la deshabilitación solicitada, "*se debe presentar un informe donde se evalúe la propuesta de reducción de los ajustes de tiempo de zona 2 en los extremos de las líneas adyacentes y verificar que no exista descoordinación de las protecciones*", así como "*verificar el tiempo crítico de despeje de falla en las subestaciones de Poroma y Montalvo*", precisando además que dicho cambio debía ser de carácter temporal y que, "*cuando se habilitan las protecciones diferenciales, se debe restablecer los ajustes*".

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES


De: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Enviado el: lunes, 4 de noviembre de 2024 15:47
Para: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>; Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
CC: Juan Sanabria <juan.sanabria@atlantica.com>; Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>; Lucio Martín Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

WARNING: EXTERNAL EMAIL. Exercise caution when opening links or attachments.

Estimado Alex

Con respecto a la actividad, se debe presentar un informe donde se evalúe la propuesta de reducción de los ajustes de tiempo de zona 2 en los extremos de las líneas adyacentes y verificar que no existe descoordinación de las protecciones; además, se debe verificar el tiempo crítico de despeje de falla en las subestaciones de Poroma y Montalvo.

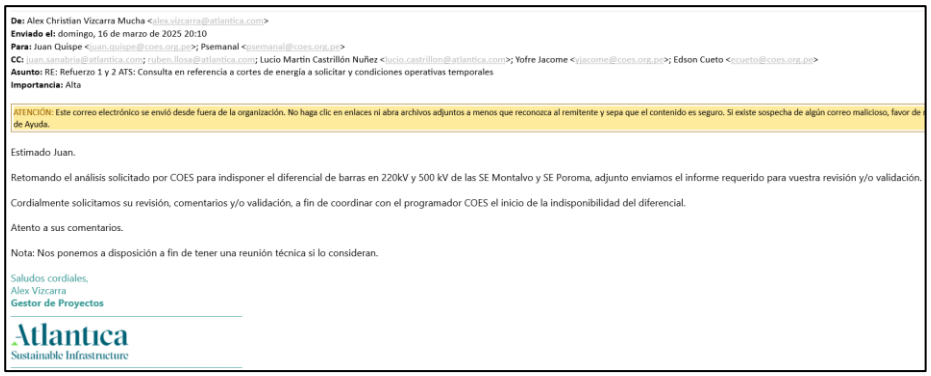
Considerar que este cambio es de manera temporal y cuando se habilitan las protecciones diferenciales, se debe reestablecer los ajustes.

Saludos cordiales,

Juan Carlos Quispe H.
Subdirección de Nuevos Proyectos

Figura 3. Correo electrónico del 04.11.2024

Posteriormente, el 16.03.2025 (ver Figura 4), ATS remitió al COES el informe solicitado y, el 17.03.2025, el COES indicó no tener comentarios al respecto, considerando el escenario de operación únicamente con el transformador existente de Poroma (ver Figura 5).


De: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>
Enviado el: domingo, 16 de marzo de 2025 20:10
Para: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; ruben.llosa@atlantica.com; Lucio Martín Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>; Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales
Importancia: Alta

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de
de Ayuda.

Estimado Juan.

Retomando el análisis solicitado por COES para indisponer el diferencial de barras en 220kV y 500 kV de las SE Montalvo y SE Poroma, adjunto enviamos el informe requerido para vuestra revisión y/o validación.

Cordialmente solicitamos su revisión, comentarios y/o validación, a fin de coordinar con el programador COES el inicio de la indisponibilidad del diferencial.

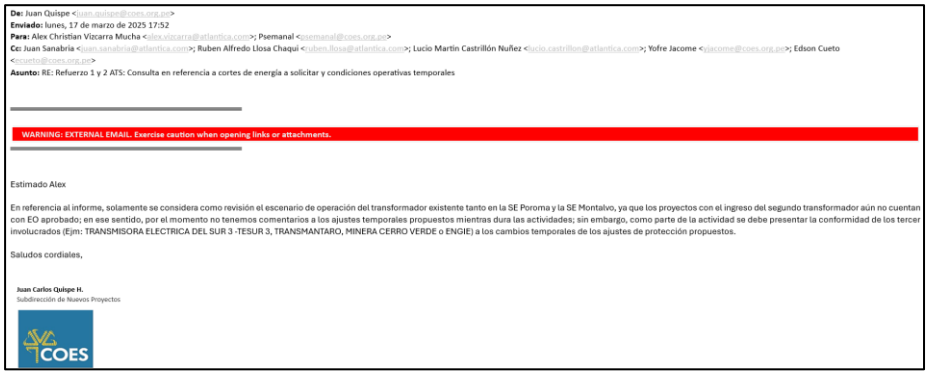
Atento a sus comentarios.

Nota: Nos ponemos a disposición a fin de tener una reunión técnica si lo consideran.

Saludos cordiales,
Alex Vizcarra
Gestor de Proyectos

Atlantica
Sustainable Infrastructure

Figura 4. Correo electrónico del 16.03.2025


De: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Enviado: lunes, 17 de marzo de 2025 17:52
Para: Alex Christian Vizcarra Mucha <alex.vizcarra@atlantica.com>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
Cc: Juan Sanabria <juan.sanabria@atlantica.com>; Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>; Lucio Martín Castrillón Nuñez <lucio.castrillon@atlantica.com>; Yofre Jacome <yjacome@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

WARNING: EXTERNAL EMAIL. Exercise caution when opening links or attachments.

Estimado Alex

En referencia al informe, solamente se considera como revisión el escenario de operación del transformador existente tanto en la SE Poroma y la SE Montalvo, ya que los proyectos con el ingreso del segundo transformador aún no cuentan con EO aprobado; en ese sentido, por el momento no tenemos comentarios a los ajustes temporales propuestos mientras dura las actividades; sin embargo, como parte de la actividad se debe presentar la conformidad de los tercer involucrados (Ejm: TRANSMISORA ELECTRICA DEL SUR 3 -TESUR 3, TRANSMANTARO, MINERA CERRO VERDE o ENGIE) a los cambios temporales de los ajustes de protección propuestos.

Saludos cordiales,

Juan Carlos Quispe H.
Subdirección de Nuevos Proyectos

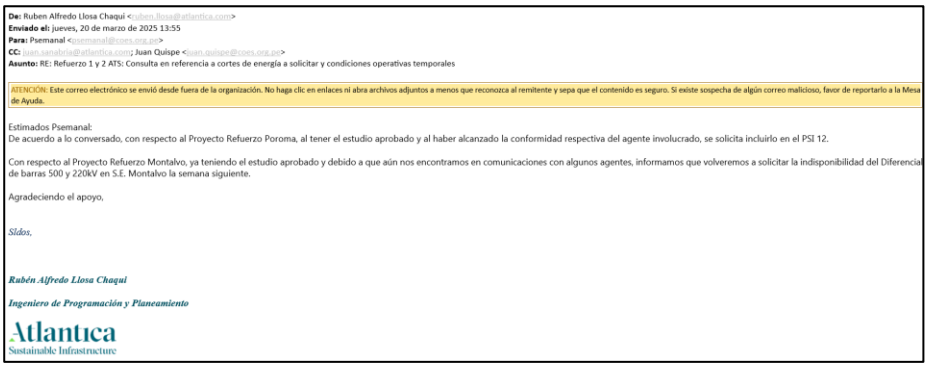
COES

Figura 5. Correo electrónico del 17.03.2025

Por otro lado, conforme a las comunicaciones sostenidas entre ATS y el COES el 20.03.2025. ATS informó al COES que solicitaría la indisponibilidad del diferencial de barras de la S.E. Poroma (ver Figura 6); ante ello, el COES solicitó precisar la duración de las actividades y la justificación del periodo requerido (ver Figura 7). En respuesta, ATS señaló que la indisponibilidad se extendería aproximadamente hasta la segunda semana de mayo, fecha en la que se normalizaría el diámetro y se pondrá en servicio el nuevo autotransformador

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

AUT-5372, incluido el correcto funcionamiento del diferencial con la nueva celda instalada (ver Figura 8).


De: Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>
Enviado el: jueves, 20 de marzo de 2025 13:55
Para: Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de reportarlo a la Mesa de Ayuda.

Estimados Psemanal:
De acuerdo a lo conversado, con respecto al Proyecto Refuerzo Poroma, al tener el estudio aprobado y al haber alcanzado la conformidad respectiva del agente involucrado, se solicita incluirlo en el PSI 12.

Con respecto al Proyecto Refuerzo Montalvo, ya teniendo el estudio aprobado y debido a que aún nos encontramos en comunicaciones con algunos agentes, informamos que volveremos a solicitar la indisponibilidad del Diferencial de barras 500 y 220kV en S.E. Montalvo la semana siguiente.

Agradeciendo el apoyo,

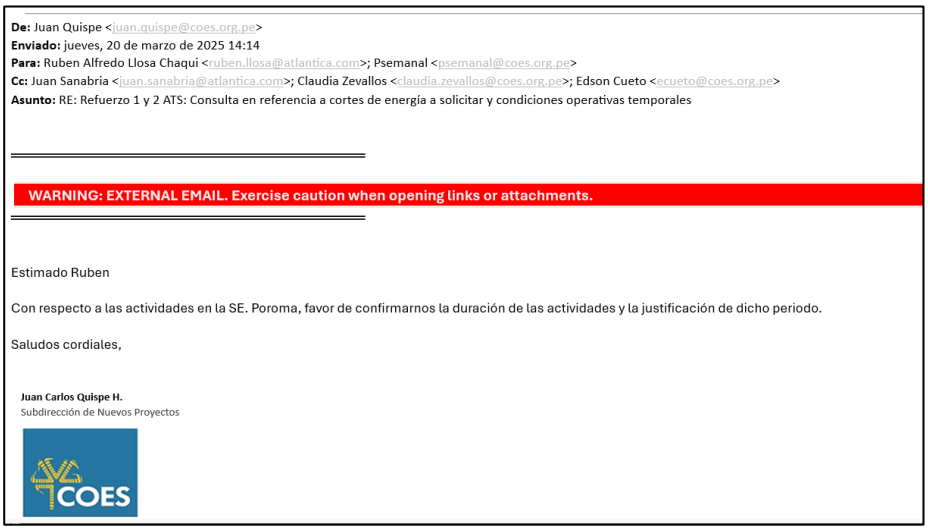
Saludos,

Rubén Alfredo Llosa Chaqui

Ingeniero de Programación y Planeamiento

Atlantica
Sustainable Infrastructure

Figura 6. Correo electrónico de ATS a COES del 20.03.2025


De: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
Enviado: jueves, 20 de marzo de 2025 14:14
Para: Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
Cc: Juan Sanabria <juan.sanabria@atlantica.com>; Claudia Zevallos <claudia.zevallos@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

WARNING: EXTERNAL EMAIL. Exercise caution when opening links or attachments.

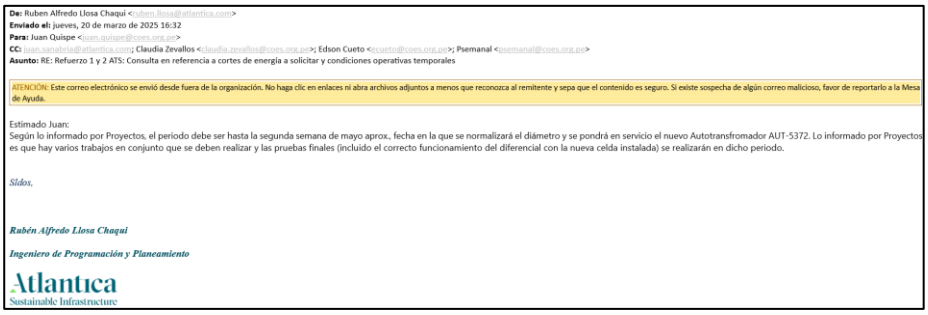
Estimado Ruben

Con respecto a las actividades en la SE. Poroma, favor de confirmarnos la duración de las actividades y la justificación de dicho periodo.

Saludos cordiales,

Juan Carlos Quispe H.
Subdirección de Nuevos Proyectos

Figura 7. Correo electrónico de COES a ATS del 20.03.2025


De: Ruben Alfredo Llosa Chaqui <ruben.llosa@atlantica.com>
Enviado el: jueves, 20 de marzo de 2025 16:32
Para: Juan Quispe <juan.quispe@coes.org.pe>
CC: juan.sanabria@atlantica.com; Claudia Zevallos <claudia.zevallos@coes.org.pe>; Edson Cueto <ecueto@coes.org.pe>; Psemanal <psemanal@coes.org.pe>
Asunto: RE: Refuerzo 1 y 2 ATS: Consulta en referencia a cortes de energía a solicitar y condiciones operativas temporales

ATENCIÓN: Este correo electrónico se envió desde fuera de la organización. No haga clic en enlaces ni abra archivos adjuntos a menos que reconozca al remitente y sepa que el contenido es seguro. Si existe sospecha de algún correo malicioso, favor de reportarlo a la Mesa de Ayuda.

Estimado Juan:
Según lo informado por Proyectos, el periodo debe ser hasta la segunda semana de mayo aprox., fecha en la que se normalizará el diámetro y se pondrá en servicio el nuevo Autotransfromador AUT-5372. Lo informado por Proyectos es que hay varios trabajos en conjunto que se deben realizar y las pruebas finales (incluido el correcto funcionamiento del diferencial con la nueva celda instalada) se realizarán en dicho periodo.

Saludos,

Rubén Alfredo Llosa Chaqui

Ingeniero de Programación y Planeamiento

Atlantica
Sustainable Infrastructure

Figura 8. Correo electrónico de ATS al COES del 20.03.2025

Sin embargo, de las comunicaciones posteriores se advierte que la indisponibilidad de la protección diferencial de barras (87B) se prolongó más allá del plazo indicado por ATS. En efecto, mediante correos de fechas 01.08.2025 y 05.08.2025, el COES alertó a ATS que la protección diferencial de barras de la S.E. Poroma se mantenía deshabilitada desde el ingreso del proyecto de Refuerzos y solicitó expresamente informar la fecha estimada de superación de dicha condición.

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

En respuesta, mediante correo de fecha 07.08.2025, ATS informó que "*en los próximos días se presentará el cronograma de reposición de la protección de Barras*", lo que evidencia que, a dicha fecha, la protección aún no había sido restituida ni se contaba con una fecha definida de reposición. Posteriormente, mediante correo de fecha 19.08.2025, el COES reiteró su requerimiento, ante lo cual ATS señaló expresamente que "*la indisponibilidad de los diferenciales de Barra tanto en Poroma como en Montalvo … se mantendrá*", indicando que se encontraban realizando coordinaciones para solicitar su disponibilidad en el mes de setiembre de 2025.

En ese sentido, la condición operativa temporal asociada a la deshabilitación de la protección diferencial de barras (87B) nunca significó un permiso para mantener la protección 87B de la barra "B" de la S.E Poroma 500 kV fuera de servicio por un periodo prolongado e indefinido, toda vez que estuvo vinculada a la puesta en servicio del autotransformador AUT-5372, conforme a lo indicado por el propio ATS. Una vez conectado el autotransformador AUT-5372, correspondía que ATS proceda a habilitar nuevamente la protección 87B. Por ese motivo, la condición operativa del 26.08.2025, con la barra "B" sin su protección principal (87B), no se encontraba amparada en la condición operativa temporal evaluado, sino que obedeció a una decisión de operación tomada por el propio titular del equipo (ATS).

Al ser una decisión tomada sobre sus propias instalaciones, y de conformidad a las obligaciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas[7] y a su Reglamento[8], como titular de las mismas, es responsable por los trabajos realizados, la operación de sus instalaciones, de la deshabilitación indefinida de la protección y de las consecuencias que dichas decisiones acarrean. Cabe aclarar que ATS pudo habilitar la protección diferencial (87B) desde el 21.07.2025 al haberse conectado el autotransformador AUT-5372, sin que existan razones que justifiquen mantener dicho sistema de protección deshabilitado, siendo responsabilidad de ATS titular de la protección 87B, mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas que garanticen la calidad y continuidad del servicio eléctrico, por lo que era responsabilidad de ATS habilitar la protección diferencial (87B) en el momento que acabaron los trabajos del autotransformador AUT-5372.

3.2.11 Finalmente, más allá de estas aclaraciones, el análisis técnico demuestra que el factor determinante para que la falla se propagara no fue la autorización de conexión del segundo autotransformador AUT-5372, sino la ausencia de actuación de la protección diferencial (87B). Si la protección hubiera estado

[7] Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 31.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a: (…)
b) Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas, según corresponda; (…)" (Énfasis nuestro)

[8] Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 64.- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente."

disponible, el despeje habría sido selectivo y el evento no habría tenido las consecuencias que finalmente se produjeron.

3.2.12 Por lo expuesto en los considerandos 3.2.4 al 3.2.8, corresponde declarar FUNDADA la pretensión principal del recurso de reconsideración presentado por CTM. En ese sentido, corresponde modificar el Decide Primero y Decide Segundo, mediante el cual se asigna a la empresa ATS la responsabilidad por las interrupciones del suministro eléctrico registradas en el Evento 01. En atención a la conclusión alcanzada, no corresponde emitir pronunciamiento sobre la pretensión subordinada de CTM ni sobre los argumentos que la sustentan.

Respecto de la Primera Pretensión Principal de ATS

Acerca de la responsabilidad exclusiva de TRANSMANTARO por el Evento 01.

3.2.13 Respecto al primer argumento planteado por ATS, corresponde precisar que el COES asigna responsabilidades exclusivamente sobre la base de un análisis técnico, conforme a lo establecido en la NTCSE, la cual dispone que la evaluación de los eventos del SEIN y la determinación de responsabilidades debe realizarse con un análisis estrictamente técnico, el mismo que debe sustentarse en información técnica objetiva, verificable y debidamente registrada, tales como registros oscilográficos, reportes de protecciones y demás evidencias técnicas disponibles durante el momento del evento.

3.2.14 En relación con lo señalado por ATS respecto a la supuesta vinculación entre el Evento 01 ocurrido a las 01:26 h y la desconexión del reactor R-33 a las 03:53:19 h, debe indicarse que dicha actuación no constituye evidencia técnica suficiente para afirmar que ambos hechos correspondan a una misma falla. En efecto, el reactor R-33 se desconectó por actuación de su protección diferencial (87R), lo cual, conforme a los principios de protección, evidencia la ocurrencia de una falla interna localizada dentro de la zona de protección diferencial del propio equipo que fue despejada correctamente, y no se puede afirmar que está asociada a una falla externa por un evento ocurrido previamente. Por tanto, desde el punto de vista técnico, no resulta válido establecer una relación causal entre ambos eventos, basados simplemente en una sospecha, pero sin datos técnicos que muestren o demuestren fehacientemente la ubicación de la falla.

3.2.15 Del mismo modo, la pretensión de asociar la falla del seccionador SB-5323 ocurrida a las 05:37 h (Evento 02) con el Evento 01 no se encuentra respaldada por evidencia técnica concluyente. Para el análisis del Evento 01, y de acuerdo con la información disponible, no es posible determinar el punto exacto de la falla en la barra “B” en base a los registros oscilográficos disponibles, los cuales, constituyen el insumo técnico indispensable para la localización precisa del punto de falla. En ese sentido, el COES únicamente puede efectuar su análisis en función de los registros efectivamente disponibles, ya que no es técnicamente procedente señalar el punto de falla a partir de eventos

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

posteriores, pero sin datos concretos del evento 1, que permitan determinar claramente la ubicación de la falla.

3.2.16 Asimismo, los mantenimientos correctivos realizados por CTM con posterioridad al evento del 26.08.2025 no constituyen evidencia técnica que permita acreditar que la falla del Evento 01 se haya originado en equipos de dicha empresa y no en equipos de ATS. De acuerdo con los criterios técnicos, la asignación de responsabilidad debe basarse en las condiciones objetivamente verificables existentes al momento del evento, el hecho de que una empresa realice actividades de mantenimiento con posterioridad a un evento no implica necesariamente que la falla se haya originado en dichas instalaciones.

En consecuencia, los hechos señalados por ATS corresponden a supuestos o hipótesis que no cuentan con respaldo técnico suficiente. Conforme al numeral 3.5 de la NTCSE, el COES no asigna responsabilidades sobre la base de presunciones, sino únicamente a partir de evidencia técnica objetiva y verificable.

3.2.17 Por último, respecto a la similitud en el comportamiento del sistema durante los Eventos 01 y 02, según lo indicado por ATS en su Informe Waylla mediante simulaciones, de por sí, no constituye evidencia suficiente para determinar que ambos eventos han tenido origen en un mismo equipo o punto físico de falla ya que dicha similitud, por sí sola, no permite identificar de manera concluyente el elemento específico que originó la perturbación, más aún cuando una falla en cualquier lugar de la barra de 500 kV, a la cual se encuentran conectados **distintos equipos puede generar efectos eléctricos similares en el sistema**. Al respecto, el propio Informe Waylla señala que la interpretación sobre una posible causa común únicamente "*se puede inferir razonablemente*" y que resulta "*altamente probable*", términos que evidencian un grado de incertidumbre y no la de una total certeza.

3.2.18 Por lo mencionado, los argumentos expuestos por ATS no permiten concluir que, bajo un análisis estrictamente técnico, deba exonerarse de responsabilidad a ATS y asignar la responsabilidad a CTM; en ese sentido, corresponde declarar INFUNDADA la primera pretensión principal del recurso de Reconsideración de ATS.

<u>Respecto de la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión Principal de ATS.</u>

Sobre la supuesta responsabilidad compartida del COES por el Evento 01, debido a la aplicación incorrecta del PR-08

3.2.19 Respecto al argumento formulado por ATS, mediante el cual pretende atribuir corresponsabilidad al COES por el Evento 01, alegando una supuesta aplicación incorrecta del Procedimiento Técnico del COES N° 08 (PR-08), corresponde precisar que dicho planteamiento carece de sustento normativo por las siguientes razones:

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

- El COES evalúa la seguridad operativa del SEIN conforme a lo establecido en el numeral 6.2 del PR-08, mediante un análisis de la seguridad operativa a través de la evaluación de contingencias simples (N-1), es decir, la pérdida de un solo elemento del sistema, principalmente líneas del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) y del Sistema de Transmisión Regional (STTR), seleccionadas en función de su tasa de ocurrencia de falla y la severidad de sus efectos. En ese sentido, el propio procedimiento delimita su alcance a contingencias individuales y no incluye fallas en barra, las cuales, por su naturaleza, pueden implicar la desconexión simultánea de múltiples equipos y, por tanto, exceden el marco de análisis previsto en el PR-08.

- Respecto a la alusión al numeral 6.2[9] del PR-08, dicho numeral faculta al COES, de manera excepcional, a incluir otros equipos distintos a los pertenecientes al STTN o STTR dentro del conjunto de elementos evaluados, esta facultad no altera ni amplía el criterio fundamental de análisis, el cual se mantiene estrictamente circunscrito a contingencias simples (N-1). En consecuencia, la posibilidad de considerar "otros equipos" no implica la evaluación de contingencias múltiples, sino únicamente la incorporación de elementos adicionales, siempre bajo la condición de la pérdida de un solo elemento del sistema.

Por lo tanto, la interpretación de ATS, en el sentido de que el COES debía evaluar eventos que involucren la desconexión simultánea de múltiples equipos, como es el caso de una falla en barras, no se encuentra respaldada por el texto ni por el alcance normativo del PR-08.

3.2.20 Por otro lado, ATS sustenta su posición en la definición general de contingencia definida en el Glosario de Términos del COES[10], señalando que esta se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del sistema ocasionada por una falla. Si bien dicha definición es correcta en términos generales, debe precisarse que el PR-08 no establece la evaluación de todas las categorías de contingencias posibles (N-1, N-2, N-3, etc.), sino que delimita su alcance de aplicación a contingencias simples (N-1), conforme se establece de manera reiterada en su contenido.

Al respecto, intentar considerar que el PR-08 debe cubrir eventos asociados a contingencias múltiples derivadas de deficiencias en las instalaciones de un agente, desnaturaliza el objetivo del PR-08, ya que, implicaría trasladar indiscriminadamente a la aplicación de dicho Procedimiento la responsabilidad de proteger al sistema frente a fallas atribuibles al mantenimiento, operación o confiabilidad de equipos de los agentes. Esto también resulta contrario al marco normativo vigente, el cual establece que

[9] "*El COES evaluará el efecto de Contingencias simples (N-1) de un conjunto definido de equipos, que se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla y la severidad de las fallas en los mismos. Dichos equipos deben ser elementos de STTN o STTR. El COES a su criterio podrá considerar otros equipos*."

[10] Glosario de Términos del COES:
"***Contingencia****: Se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del Sistema de Transmisión o Unidades de Generación; así como la pérdida de bloques de demanda, ocasionada por una falla y otro evento*."

cada Agente es responsable de asegurar la adecuada operación y mantenimiento de sus propias instalaciones.

Asimismo, la aplicación del criterio propuesto por ATS tendría consecuencias técnicas y operativas que no serían viables, como por ejemplo, extrapolar dicho razonamiento a subestaciones como la S.E. Poroma significaría que el sistema debe ser planificado y operado para soportar la desconexión simultánea de múltiples elementos, lo que supondría reducir preventivamente el flujo de energía hacia el sur, limitando de manera significativa el transporte de potencia por las líneas de 500 kV y obligando a reemplazar dicha energía por generación local de mayor costo (diésel).

En ese sentido, el PR-08 no contempla que el COES considere eventos como la desconexión de barras, los cuales, por su naturaleza, pueden implicar la pérdida simultánea de varios elementos del sistema y, por lo tanto, exceden el criterio N-1 establecido en dicho procedimiento.

En consecuencia, el COES aplicó correctamente el PR-08, limitando su análisis a contingencias simples conforme a lo dispuesto en el procedimiento. La interpretación planteada por ATS pretende extender indebidamente el alcance normativo del PR-08, atribuyendo al COES obligaciones que no se encuentran previstas en dicho procedimiento, razón por la cual su argumento carece de sustento técnico y normativo.

3.2.21 Sin perjuicio de la no aplicación del PR-08 a eventos que exceden el criterio N-1, ATS, en su calidad de titular de las instalaciones que causaron el Evento 01, es responsable en concordancia a la Ley de Concesiones Eléctricas[11] y a su Reglamento[12]. Asimismo, debe precisarse que la ocurrencia del Evento no guarda relación con el análisis realizado o no por el COES, sino que se produjo como consecuencia de la deshabilitación del sistema de protección por parte de ATS, tal como se ha desarrollado ampliamente en los numerales 3.2.4 al 3.2.12 de la presente Decisión.

3.2.22 En ese sentido, dado que el PR-08 no resulta aplicable en los términos expuestos por ATS y que, en cualquier caso, mantiene la responsabilidad al ser titular de las instalaciones que ocasionaron el Evento 01, corresponde declarar **INFUNDADA** la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración de ATS.

<u>Respecto de la Segunda Pretensión Principal de ATS.</u>

[11] Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 31.- Tanto los titulares de concesión como los titulares de autorización, están obligados a: (…)
b) <u>Conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas</u> para su operación eficiente, de acuerdo a lo previsto en el contrato de concesión, o <u>de acuerdo a las normas que emita el Ministerio de Energía y Minas</u>, según corresponda; (…)" (Énfasis nuestro)
[12] Decreto Supremo N° 009-93-EM - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
"Artículo 64.- <u>Los concesionarios, los titulares de autorizaciones</u> y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, <u>están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente</u>."

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

Sobre la inconsistencia en la Decisión Impugnada respecto a la asignación de responsabilidad por el suministro interrumpido en la S.E. Mina Justa, durante el Evento 02.

3.2.23 Al respecto, se evidencia la existencia de un error material en la asignación de responsabilidad por los suministros interrumpidos en la S.E. Mina Justa con un total de 44,22 MW, ya que, de acuerdo con el numeral 6.290 del Informe Técnico, se determinó que dichas interrupciones se produjeron durante el Evento 02 como consecuencia de la falla en el seccionador de barra SB-5323 en la S.E. Poroma 500 kV, equipo de titularidad de la empresa CTM, lo cual, originó la desconexión de la línea L-2083 (Poroma – Mina Justa) de 220 kV a los 814 ms.

3.2.24 Asimismo, se verifica que, en la Decisión Impugnada, debido a un error material, los suministros interrumpidos correspondientes a la S.E. Mina Justa fueron incluidos en el cuadro de interrupciones atribuidas a la empresa ATS en el Decide Noveno, lo cual no es coherente con el análisis del Informe Técnico que sustenta la Decisión Impugnada, ya que en el considerando 2.2.33 de dicho Informe se había concluido que CTM era responsable por el suministro interrumpido de la S.E Mina Justa del Evento 02.

3.2.25 En ese sentido, corresponde declara **FUNDADA** la Segunda Pretensión Principal del recurso de ATS; y, modificar el Decide Noveno, a fin de retirar el suministro interrumpido de la S.E. Mina Justa del cuadro de interrupciones cuya responsabilidad se asigna a la empresa ATS. Asimismo, corresponde incorporar el Decide Decimocuarto, mediante el cual se asigne a la empresa CTM la responsabilidad por las interrupciones del suministro eléctrico registradas en la S.E. Mina Justa, conforme a la causalidad técnica determinada en el Informe Técnico del EV-075-2025, que se muestra a continuación:

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA (MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02

<u>Respecto de la Tercera Pretensión Principal de ATS.</u>

Sobre la supuesta responsabilidad compartida de TRANSMANTARO, debido a que la línea L-5031 no desconectó de manera oportuna durante el Evento 02

3.2.26 Respecto al argumento formulado por ATS, mediante el cual sostiene que la persistencia de la falla ocurrida a las 05:37 h (Evento 02) no puede atribuirse exclusivamente a la no desconexión del autotransformador AUT-5371, sino que habría sido consecuencia de la demora en la desconexión de la línea L-5031, corresponde efectuar las siguientes precisiones técnicas.

De la revisión del registro oscilográfico del relé de protección de la línea L-5031 en la S.E. Colcabamba 500 kV, se verifica que, durante el Evento 02 en la

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

S.E. Poroma 500 kV, la impedancia de falla no ingresó dentro del alcance de la Zona 2 de la función de distancia (ver Figura 9), por ese motivo, dicha zona no operó para desconectar la línea en un tiempo del orden de 300 ms.

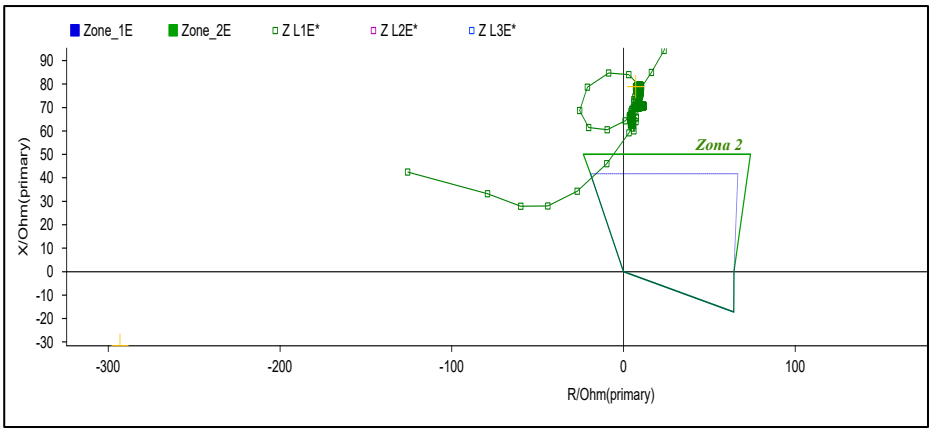


Figura 9. Diagrama de Impedancia R-X de la protección distancia de fases relé RED 670 de la línea L-5031 en la S.E. Colcabamba 500 kV (Fuente: TRANSMANTARO)

Sin embargo, tal como se detalla en el numeral 6.281 del Informe Técnico, la línea L-5031 finalmente desconectó a los 1,310 segundos, como consecuencia de la actuación de su protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N), la cual se encontraba correctamente ajustada conforme al Estudio de Operatividad aprobado.

3.2.27 Cabe señalar que la falla en el seccionador SB-5323 de 500 kV y las condiciones del sistema durante el Evento 02, originaron la desconexión de la línea L-2083 (Poroma - Mina Justa) a los 800 ms, motivo por el cual se le asignó responsabilidad a la empresa CTM por la interrupción de suministro en la S.E. Mina Justa ocasionada por dicha desconexión, aspecto que ha sido debidamente considerado en el análisis del Evento 02.

3.2.28 Ahora bien, ATS sostiene que, de haber desconectado la línea L-5031 dentro del tiempo correspondiente a la Zona 2, se habría contado con un mayor aporte de corriente desde los autotransformadores de la S.E. Poroma 500/220 kV, lo que habría permitido la desconexión del autotransformador AUT-5371. Sobre esto, señala que la demora en la desconexión de la línea L-5031 habría provocado que el aporte del autotransformador AUT-5371 fuera insuficiente para el arranque y actuación de su protección de sobrecorriente a tierra.

Al respecto, del análisis de los registros oscilograficos se evidencia que, incluso durante el periodo en el cual la línea L-5031 permaneció conectada y aportando a la corriente de falla, la magnitud de corriente de falla por el autotransformador AUT-5371 en el lado de 500 kV, era suficiente para que se produjera el arranque y la actuación de su protección de sobrecorriente de tierra (Ver Figura 10). No obstante, dicha actuación no se produjo, debido a que la función de sobrecorriente de tierra (51N) del AUT-5371, en el lado de 500 kV, se encontraba incorrectamente ajustada, tal como se indicó en el numeral 6.285 del Informe Técnico.

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

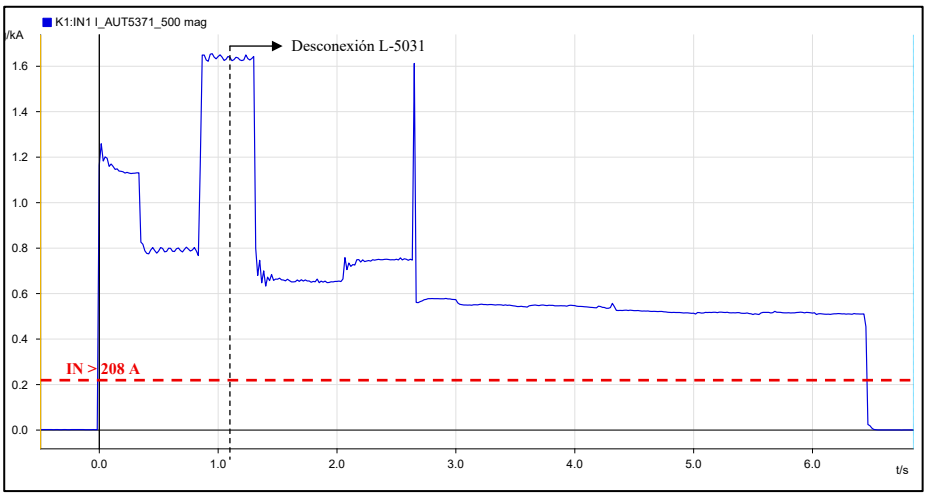
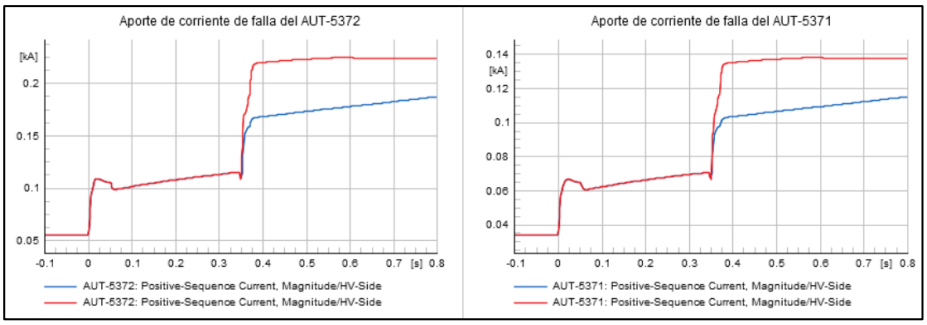


Figura 10. Registro oscilográfico del registrador de falla del AUT-5371 en la S.E. Poroma 500 kV durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

En particular, se verificó que el umbral de arranque de la protección de sobrecorriente de tierra (51N) del autotransformador AUT-5371 estaba ajustado al 400 % I_{BASE} (2080 A) y una temporización de 300 ms, cuando, conforme al Estudio de Operatividad para la conexión del nuevo autotransformador AUT-5372, debió encontrarse ajustado en 40% I_{BASE} (208 A), curva Normal Inverse y un dial de 0,3 segundos. En consecuencia, independientemente de la secuencia de desconexión de la línea L-5031, la protección del autotransformador AUT-5371 en el lado de 500 kV no alcanzó a arrancar ni a operar debido al ajuste incorrecto, aun existiendo un aporte de corriente de falla suficiente durante el Evento 02.

3.2.29 Adicionalmente, ATS sustenta su posición en imágenes del resultado de simulaciones presentadas en su Informe Waylla, en las que se plantea un escenario hipotético en el cual la línea L-5031 habría desconectado dentro del tiempo correspondiente a la Zona 2 (300 ms). Sin embargo, del análisis de dichas simulaciones se verifica que la magnitud de corriente de falla (curvas rojas) tampoco alcanza el umbral del 400 % I_{BASE} (2080 A), valor con el cual se encontraba ajustada la función de sobrecorriente de tierra del autotransformador AUT-5371 (ver Figura 11). Asimismo, el resultado de estas simulaciones tampoco refleja la corriente de falla registrada por los autotransformadores AUT-5371 y AUT-5372 durante el Evento 02, en los cuales, se tuvo un aporte a la corriente de falla de hasta 1,15 kA y 1,87 kA, respectivamente, durante los primeros 300 ms (ver Figura 12).



DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

Figura 11. Resultados de simulaciones del Informe Waylla con el aporte de corriente de falla por los autotransformadores de la S.E. Poroma 500/220 kV en el Evento 02 (Fuente: ATS)

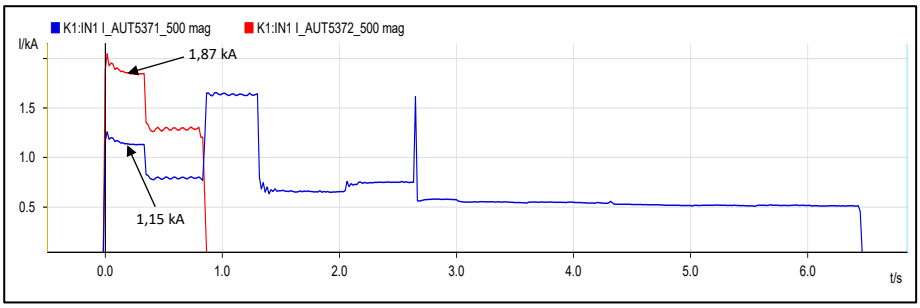


Figura 12. Registro oscilográfico de la corriente de falla por los autotransformadores AUT-5371 y AUT-5372 en el lado de 500 kV de la S.E. Poroma durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

En ese sentido, los propios resultados de la simulación presentada por ATS no demuestran que el autotransformador AUT-5371 hubiera desconectado, aun bajo el supuesto planteado por ATS respecto de una desconexión oportuna de la línea L-5031. Por el contrario, dichos resultados confirman que el factor determinante para la no actuación del autotransformador AUT-5371 fue el ajuste incorrecto de su protección, y no la secuencia de desconexión de la línea L-5031.

3.2.30 ATS sostiene que el arranque de la función de sobrecorriente de tierra del autotransformador AUT-5371 se produjo después de la desconexión de la línea L-5031; sin embargo, dicha afirmación no se encuentra sustentada en los registros del evento. De la revisión del registro de eventos del relé de protección se evidencia que en ningún momento se produjo el arranque de la función de sobrecorriente de tierra (51N) del lado de 500 kV del AUT-5371 (ver Figura 13), ni antes ni después de la desconexión de la línea L-5031.

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

P	26/08/2025 05:37:38:331	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:36:665	W1 TOV START	Off
P	26/08/2025 05:37:36:660	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:36:656	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:36:634	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:36:631	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:36:056	W1 TOV START	On
P	26/08/2025 05:37:35:344	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:35:340	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:35:334	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:35:331	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:35:327	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:35:323	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:35:300	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:35:298	W2 TEF START	Off
P	26/08/2025 05:37:35:294	DRB#-INPUT28	Off
P	26/08/2025 05:37:35:290	W1 TOC START	Off
P	26/08/2025 05:37:34:850	GEN START N	On
P	26/08/2025 05:37:34:848	W2 TEF START	On
P	26/08/2025 05:37:34:844	DRB#-INPUT28	On
P	26/08/2025 05:37:34:840	W1 TOC START	On
P	26/08/2025 05:37:34:834	GEN START N	Off
P	26/08/2025 05:37:34:833	W1 TIECB OPEN	On
P	26/08/2025 05:37:34:831	W2 TEF START	Off

Figura 13. Registro de eventos del relé de protección del autotransformador AUT-5371 de la S.E. Poroma durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

Por el contrario, luego de la desconexión del autotransformador paralelo AUT-5372, se registró el arranque de la función de sobrecorriente de fases del lado de 500 kV (W1 TOC START - ON[13]) y el arranque de la función de sobrecorriente de tierra del lado de 220 kV (W2 TEF START - ON) del AUT-5371, cuando la línea L-5031 aún se encontraba conectada y aportando corriente de falla. Sin embargo, ambas funciones se desactivan luego de la desconexión de la línea L-5031, sin que se registre una actuación, lo cual, demuestra un comportamiento contrario a lo indicado por ATS (ver Figura 14).

HORA	Secuencia	Evento
05:37:33.971		**Inicio de Falla en seccionar de barra SB-5323**
05:37:34.785	00:00:00.814	Desconexión L-2083 (Poroma - Mina Justa)
05:37:34.823	00:00:00.852	**Desconexión autotransformador AUT5372 en la S.E. Poroma 500 kV**
05:37:34.840	00:00:00.869	W1 TOC START - ON
05:37:34.848	00:00:00.877	W2 TEF START - ON
05:37:35.281	00:00:01.310	**Desconexión L-5031 en la S.E. Colcabamba 500 kV**
05:37:35.290	00:00:01.319	W1 TOC START - OFF
05:37:35.298	00:00:01.327	W2 TEF START - OFF

Figura 14. Secuencia de desconexiones y arranques del relé de protección del autotransformador AUT-5371 de la S.E. Poroma durante el Evento 02 (Fuente: ATS)

Posteriormente, la función de sobrecorriente de tierra del lado de 220 kV del autotransformador AUT-5371 registró arranques intermitentes, conforme se detalló en el numeral 6.285 del Informe Técnico, donde se indicó que la

[13] En el lado de 500 kV, el AUT-5371 tenía los ajustes aprobados en el Estudio de Operatividad, con un umbral I>675,48 (130% I_{BASE}), curva IEC Normal Inverse y un dial 1,13 segundos.

función se activaba y desactivaba sin llegar a operar, a pesar de que durante todo el periodo la corriente de falla superó el ajuste implementado[14].

3.2.31 Finalmente, cabe precisar que la función de sobrecorriente de tierra del lado de 500 kV del autotransformador AUT-5371 no presentó arranque alguno durante el Evento 02, debido a que su umbral de ajuste se encontraba en un valor elevado (2080 A), muy por encima del ajuste que debía tener implementado (208 A). Esta configuración incorrecta impidió que se produzca la activación de dicha función, ya que, en todo momento el aporte de corriente de falla por el autotransformador AUT-5371 superó el umbral de 208 A, incluso cuando la línea L-5031 permanecía conectada.

Por lo expuesto, se descarta cualquier relación entre la desconexión de la línea L-5031 y una supuesta influencia en la actuación de la protección de sobrecorriente de tierra del autotransformador AUT-5371, tal como alega ATS.

3.2.32 Por lo tanto, desde el punto de vista técnico, el argumento de ATS no desvirtúa la conclusión del COES, manteniéndose válida la asignación de responsabilidad efectuada, al haberse determinado que la persistencia de la falla durante el Evento 02 estuvo asociada a una deficiencia propia en la configuración de los ajustes de protección del autotransformador AUT-5371. En ese sentido, se mantiene lo indicado en la Decisión Impugnada respecto a que se esperaba la desconexión del autotransformador AUT-5371 en tiempo aproximado de 1,56 segundos, con lo cual, se evitaba la interrupción de suministros asociados a la SS.EE. Marcona 220/60 kV y El Hierro 220 kV.

3.2.33 Teniendo en cuenta el análisis realizado, corresponde declarar **INFUNDADA** la Tercera Pretensión Principal del recurso de reconsideración de ATS.

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

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

PRIMERO: *Declarar* ***FUNDADA*** *la pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa CONSORCIO TRANSMANTARO S.A con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE, en consecuencia, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR*

[14] En el lado de 220 kV, el AUT-5371 tenía los ajustes aprobados en el Estudio de Operatividad, con un umbral IN>472 (40% I_{BASE}), curva IEC Normal Inverse y un dial 0,24 segundos.

SEGUNDO: *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Primera Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. Asimismo, de acuerdo con lo indicado la presente Decisión, la responsabilidad por las transgresiones a la NTCSE indicadas en el Decide Primero y Decide Segundo de la decisión COES/D/DO-540-2025 corresponde ser asumida por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR.*

TERCERO: *Declarar* ***INFUNDADA*** *la Pretensión Subordinada de la Primera Pretensión principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

CUARTO: *Declarar* ***FUNDADA*** *la Segunda Pretensión Principal del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE. En consecuencia, se modifica la Decisión Impugnada, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.2.25 de la presente decisión, modificándose los siguientes Decides:*

> ***NOVENO****: Asignar responsabilidad a la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:27:00	25,00
2	MSH-JAHUAY(BARRA 10 KV)	0,120	05:37:40	06:30:40	53,00
3	MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:30:40	28,67
4	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:25:00	23,00
			09:40:12	09:45:40	5,47
5	SEA-ACARI(BELLA UNIÓN)	1,500	05:37:40	06:33:48	56,13
6	SEA-AGUA SALADA(CHALA)	2,740	05:37:40	06:36:24	58,73
7	SEA-BELLAVISTA(CHALA)	0,430	05:37:40	06:36:24	58,73
8	SEA-CHALA VIEJO(CHALA)	3,650	05:37:40	06:36:24	58,73
9	SEA-CHALA(BELLA UNIÓN)	0,200	05:37:40	06:33:48	56,13

DIRECTOR EJECUTIVO V°B° Ing. LEONARDO DEJO COES

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
10	SEA-MANUEL PRADO(CHALA)	0,500	05:37:40	06:36:24	58,73
11	SEA-PLATINOS(BELLA UNIÓN)	1,200	05:37:40	06:33:48	56,13

***DECIMOCUARTO**: Asignar responsabilidad a la empresa TRANSMANTARO, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministro, que se indican a continuación:*

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02

***QUINTO:** Declarar **INFUNDADA** la Tercera Pretensión del Recurso de Reconsideración presentado por la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR con fecha 12.11.2025 contra la Decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva del COES contenida en la Comunicación COES/D/DO-540-2025, mediante la cual se le asignó responsabilidad por interrupción de suministros como consecuencia del evento EV-075-2025 de fecha 26 de agosto de 2025 en aplicación del numeral 3.5 de la NTCSE.*

Notifíquese,

Ing. LEONARDO DEJO PRADO
DIRECTOR EJECUTIVO
COES

DIRECTOR EJECUTIVO
V°B°
Ing. LEONARDO DEJO
COES

COES

Comité de Operación Económica

del Sistema Interconectado Nacional

www.coes.org.pe

San Isidro, 22 de octubre de 2025

COES/D/DO-540-2025

Señores Representantes de las Empresas Integrantes del COES:

Asunto: **DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA RESPECTO DE LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE POR EL EVENTO EV-075-2025**

De nuestra consideración:

De conformidad con la función asignada al COES, en el literal i) del artículo 14º de la Ley Nº 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, les comunicamos la determinación de las responsabilidades por transgresiones a la NTCSE por el Evento (EV-075-2025), ocurrido el 26.08.2025 a las 01:26 h y 05:37 h., **Desconexión de la S.E Poroma 500 kV,** según el documento "Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES, respecto de las Transgresiones a la NTCSE por el evento EV-075-2025", el cual se adjunta.

En dicho documento, se consigna la decisión relativa a la asignación de responsabilidades y se exponen los fundamentos de hecho y de derecho que la sustentan. Adicionalmente, en el Informe COES/D/DO/SEV/IT-075-2025 de fecha 21.10.2025, se presenta el correspondiente análisis técnico, así como también, las recomendaciones que deberán ser atendidas por las empresas involucradas en el evento.

Asimismo, se comunica que dicho informe juntamente con toda la información recibida sobre el referido evento se encuentra publicada en el portal de internet del COES:

https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/EvaluacionFallas/

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para saludarlos.

Atentamente,

Firmado Digitalmente por:
WILFREDO SANTIAGO
SIFUENTES ROSALES
Cargo: DIRECTOR DE
OPERACIONES
Fecha: 22/10/2025 17:33:37

Adj.: Lo indicado.
C.c.: TRANSMANTARO, ATLANTICA TRANSMISIÓN SUR, SAN GABÁN, EGESUR, REP, SHOUGANG HIERRO PERÚ, SHOUGESA, OSINERGMIN, MINEM -DGE, DP, SEV, SCO, SPR, DJR, SNP, SME.

Av. Los Conquistadores N 1144,

San Isidro, Lima-Perú.

+51 6118585

DECISIÓN DE LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES

RESPECTO DE LAS TRANSGRESIONES A LA NTCSE

POR EL EVENTO EV-075-2025

Sumilla: Asignación de responsabilidad por interrupción de suministros en el SEIN, ocurrida a la 01:26 h y 05:37 h del 26.08.2025.

Lima, 21 de octubre de 2025

LA DIRECCIÓN EJECUTIVA DEL COES:

I. ANTECEDENTES

1.1 Con fecha 26.08.2025, a la 01:26 h, se produjo la interrupción de suministros por un total de 1173,238 MW de carga[1], producto de una sucesión de eventos originados por una falla en un equipo asociado a la barra "B" 500 kV de la S.E. Poroma, de titularidad de las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, lo que ocasionó la desconexión de múltiples equipos en el SEIN, con la consecuente pérdida de sincronismo entre las áreas centro-norte y sur. Asimismo, a las 05:37 h, se registró una segunda interrupción del suministro con un total de 102,250 MW producto de una falla monofásica a tierra en la fase "R" del seccionador de barra SB-5323, asociado a la celda de la línea L-5033 (Yarabamba – Poroma) de 500 kV, según lo informado por TRANSMANTARO, titular del equipo, en adelante el "Evento".

1.2 Con relación a los hechos antes descritos, el COES procedió a efectuar el análisis de asignación de responsabilidad, de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 40 "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE" (en adelante, "PR-40").

1.3 Conforme al numeral 8.2.7 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobado por Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE (en adelante, "NTCOTRSI"), las Empresas Involucradas AGROAURORA, YURA, CALCESUR, GLORIA S.A., ANGLO AMERICAN QUELLAVECO, RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, TRANSMANTARO, ANTAPACCAY, ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, CONELSUR LT SAC, EGASA, EGEJUNÍN, EGEMSA, EGESUR, ELECTRO DUNAS, ELECTRO PUNO, ELECTRO SUR ESTE, ELECTROPERÚ, EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZA, ENERGÍAS RENOVABLES DEL SUR S.A., ENGIE, GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ, GM OPERACIONES S.A.C., HYDRO GLOBAL PERÚ S.A.C., ILLAPU ENERGY, INDUSTRIAS CACHIMAYO, INLAND ENERGY, MARCOBRE, MINERA ANTAMINA, MINERA ARUNTANI, MINERA CERRO VERDE, MINERA CHINALCO, HUDBAY PERÚ, MINERA LAS BAMBAS S.A., REDESUR, SAMAY I S.A.C., SAN GABÁN, SEAL, SHOUGANG HIERRO, SHOUGESA, SOUTHERN PERÚ y STATKRAFT S.A. remitieron al COES sus Informes Finales de Perturbaciones ("IFP/A") así como sus cuadros

[1] Esta magnitud de carga de 1173,238 MW corresponde a la interrupción total por activación del ERACMF (296,659 MW) y el colapso parcial del área Sur (876,579 MW). Por otro lado, también se registró una reducción de carga total de 541,065 MW.

DIRECCIÓN DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

de interrupción de suministros. Asimismo, sobre la base de tales Informes, el Coordinador del COES emitió el Informe Final de Perturbaciones del COES ("IFP/C").

1.4 En fecha 22.09.2025, mediante carta COES/D/DO-496-2025, se solicitó a OSINERGMIN un plazo adicional para concluir las investigaciones y análisis, así como emitir el correspondiente informe del Comité Técnico de Análisis de Falla (en adelante "CT-AF"), esto conforme al inciso ii) literal a) del numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos[2].

1.5 En fecha 24.09.2025, mediante OFICIO N° 1626-2025-OS-GSE-DSE/SGE, Osinergmin otorgó al CT-AF el plazo de los 10 días hábiles adicionales solicitados, por lo que la nueva fecha límite para emitir el informe del CT-AF quedó establecida para el 07.10.2025

1.6 En fecha 23 de setiembre de 2025, dentro del proceso de análisis de los eventos que ocasionan transgresiones a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM (en adelante, "NTCSE"), el Comité Técnico de Análisis de Fallas (en adelante, "CT-AF") se reunió en forma presencial[3] a fin de analizar los hechos ocurridos en el referido evento, teniendo como producto el Informe Técnico del CT-AF, elaborado dentro del plazo de 20 días hábiles otorgado por el Numeral 9.2.c del PR-40.

1.7 Posteriormente, en fecha 07 de octubre de 2025, el CT-AF envió a los agentes el Informe Técnico del CT-AF (versión final) elaborado dentro del plazo ampliatorio otorgado.

1.8 La Subdirección de Evaluación de la Dirección de Operaciones del COES ("SEV"), con toda la información recibida, realizó un análisis detallado del origen de la falla y las implicancias derivadas de ella, así como los hechos vinculados a los eventos posteriores. Como parte del proceso, la SEV elaboró el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-075-2025 ("Informe Técnico"), de fecha 21.10.2025, con el análisis detallado sobre el Evento ocurrido el 26.08.2025 a la 01:26 h y 05:37 h, de conformidad a lo establecido en el Numeral 9.3.a del PR-40.

1.9 El Informe Técnico, que forma parte de la presente Decisión, desarrolla a detalle el análisis técnico de los hechos ocurridos en el Evento, sobre la base de las evidencias y pruebas recopiladas, así como la mejor información disponible, por lo que constituye el documento base para la identificación de las Empresas Involucradas en las transgresiones a los indicadores de calidad de la NTCSE.

II. ANÁLISIS

[2] Inciso ii) literal a) del numeral 3.5 de la NTCSE:
Para cada Evento el COES convocará al Comité Técnico de Análisis de Fallas, y dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes de ocurrido el Evento, el Comité llevará a cabo las investigaciones y análisis que el caso requiera, y emitirá un informe con las opiniones y recomendaciones que el caso amerite. El referido plazo podrá ser prorrogado por la Autoridad, hasta por un máximo de diez (10) días hábiles, a solicitud del COES. La solicitud debe ser presentada antes del vencimiento del plazo original.

[3] De conformidad a lo establecido en el Numeral 9.2.b del PR-40, la reunión del CT-AF, en el presente caso, fue presencial, dado que la interrupción de suministros fue de 1173,238 MW (01:26 h) y 102,250 MW (05:37), la cual fue mayor a 158,836 MW (que representa el 2,0 % de la máxima demanda anual del SEIN registrada hasta el mes anterior del evento y es igual a 7941,779 MW registrada en marzo 2025).

2.1 Competencia para emitir pronunciamiento

De acuerdo con el literal i) del Artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, aprobada por Ley N° 28832 y el numeral 3.5 de la NTCSE, en casos de transgresiones a la calidad del producto y/o suministro, el COES está obligado a asignar las responsabilidades que correspondan, así como a calcular las compensaciones derivadas de las mismas.

Asimismo, los numerales 5.1.6 y 11.2 del PR - 40 indican que el COES emitirá la Decisión de Asignación de Responsabilidad por Transgresión a la NTCSE y el cálculo preliminar de los Resarcimientos correspondientes, conforme a lo establecido en el inciso b) del numeral 3.5 de la NTCSE como se detalla a continuación:

PR-40

"5.1.6 Efectuar los cálculos de Resarcimientos correspondientes con la información que los Agentes alcancen y la mejor información disponible."

"11.2 Calidad del Suministro"
(…) Reporte 1 del COES: El COES emitirá la Decisión de Asignación de Responsabilidad por Transgresiones a la NTCSE y el cálculo preliminar de Resarcimientos, conforme a lo establecido en el inciso b) del Numeral 3.5 de la NTCSE. (…)"

NTCSE

"b) Dentro de los diez (10) días hábiles de recibido el Informe del Comité Técnico, el COES deberá emitir la decisión debidamente sustentada con un Informe Técnico y los fundamentos legales correspondientes. De ser el caso, la decisión contendrá la asignación de responsabilidades y el cálculo preliminar de las compensaciones correspondientes. El COES remitirá copia de su decisión a la Autoridad y a los Agentes involucrados."

2.2 Asignación de Responsabilidad

2.2.1 De conformidad con lo dispuesto en el literal b) del Artículo 31º de la LCE [4], los concesionarios de generación, transmisión y distribución están obligados a conservar y mantener sus instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. En concordancia con ello, el numeral 1.4.3 de la NTCOTRSI establece que son los propios Agentes los responsables de la seguridad de las personas y de sus instalaciones.

2.2.2 Conforme a lo establecido en el numeral 6.1.2 de la NTCSE, se considera interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, cuya duración sea igual o mayor a tres (03) minutos.

[4] *Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.*

2.2.3 Asimismo, la Décimo Tercera Disposición Final de la NTCSE establece que constituyen interrupciones de rechazo de carga las interrupciones originadas por: a) El rechazo automático de carga por acción de protecciones de mínima frecuencia y/o mínima tensión; y, b) El rechazo de carga manual por disposición del Coordinador, en cumplimiento de lo dispuesto en la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Asimismo, señala que las interrupciones por rechazo de carga están sujetas, sin excepción, ni diferencia, al correspondiente procedimiento de conteo y compensación contemplado en la NTCSE.

Evento del 26.08.2025 a la 01:26 h

2.2.4 Del análisis contemplado en el Informe Técnico se evidencia que, algún equipo o celda asociado a la barra "B" de 500 kV de la Subestación Poroma 500 kV, de titularidad de las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, originó la interrupción de suministros por un total de 1173,238 en el SEIN, ocurrido el día 26.08.2025 a la 01:26 h.

2.2.5 Ahora bien, el evento se produjo en un escenario en el cual se tenía la protección diferencial de barras de 500 kV de la S.E. Poroma fuera de servicio debido al proyecto de puesta en servicio del nuevo autotransformador AUT-5372. Como parte de los trabajos de puesta en servicio, ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR solicitó desactivar la protección diferencial de barras. Este hecho condicionó el desarrollo del evento, ya que, al estar indisponible esta protección diferencial de barras, para despejar una falla en barra, se tenía que desconectar toda la SS.EE. Poroma 500 kV.

2.2.6 Por otro lado, el evento se produjo en momentos en que el flujo de potencia entre el área centro-norte y el área sur era de aproximadamente 1257 MW hacia el sur. Respecto de este punto, debemos indicar que, según el Programa Semanal de Operaciones, el límite de transmisión Centro–Sur fue determinado mediante simulaciones en el software ORGANON, considerando los escenarios de operación y las contingencias definidas bajo el criterio de seguridad N-1 (soportar la pérdida de un determinado elemento de transmisión), verificándose que el sistema operaba dentro de la región segura de estabilidad angular y de tensión, sin restricciones de flujo ni condiciones que comprometieran su operación.

2.2.7 Respecto de los análisis de seguridad establecidos en el Procedimiento Técnico PR-08, se debe señalar que el COES realiza la evaluación de la seguridad operativa del SEIN considerando contingencias simples bajo el criterio N-1, las cuales corresponden a la pérdida de un solo elemento del sistema. En ese sentido, el alcance del PR-08 se circunscribe a contingencias individuales en las líneas de transmisión del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) y Regional (STTR), cuya ocurrencia no compromete simultáneamente más de un elemento. En ese contexto, las fallas en barras de subestaciones de transmisión no forman parte del conjunto de contingencias consideradas, debido a que involucran la desconexión simultánea de varios equipos, superando el alcance del referido procedimiento.

2.2.8 De lo expuesto, se concluye que la falla en algún equipo asociado a la barra "B" de la S.E. Poroma, por su naturaleza de haberse producido en la barra y en un escenario con la protección diferencial de barras 87 B indisponible, involucró la desconexión

simultánea de múltiples elementos, configurando un evento fuera del alcance de las contingencias simples (criterio N-1) consideradas en los análisis de seguridad para la programación de la operación del SEIN.

2.2.9 La desconexión de las líneas L-5033 (Poroma – Yarabamba), L-5031 (Colcabamba – Poroma), L-5032 (Chilca CTM – Poroma) y L-5034 (Poroma – Ocoña), todas de 500 kV, se produjo por la actuación correcta de sus protecciones de distancia (función 21) en zonas de respaldo, conforme a sus ajustes implementados para este escenario. Estas actuaciones fueron adecuadas frente a la falla ocurrida en la barra B de la S.E. Poroma 500 kV.

2.2.10 Por lo expuesto, se concluye que en las condiciones de operación existentes el día del evento, la falla en la barra "B" de la S.E. Poroma originó la pérdida de sincronismo entre las áreas centro – norte y sur, ya que, al ocurrir esta falla, se tuvo que desconectar todos los equipos de la S.E. Poroma 500 kV, entre ellas, las líneas L-5033 y L-5034 hacia el área sur, lo cual provocó la pérdida de sincronismo.

2.2.11 El colapso de las subestaciones Moquegua 220 kV, Montalvo 500/220 kV, San José 500/220 kV y Los Héroes 220 kV, se produjo como consecuencia de la falla ocurrida en la S.E. Poroma. En efecto, para que ocurra el colapso de dicha zona se produjeron las desconexiones de los siguientes equipos:

- La línea L-2025 (Socabaya – Moquegua) 220 kV por actuación de su protección de distancia, en este caso no se activó la función de bloqueo por oscilación de potencia debido a que, al ser oscilaciones inestables, los tránsitos de impedancia fueron inferiores al umbral de bloqueo de la función de oscilación de potencia (68). En el caso de la línea L-2026, al tener los mismos ajustes en la protección de distancia que la línea L-2025, se infiere que desconectó por el mismo motivo.

- La desconexión del SVC de Socabaya de 220 kV, la cual se produjo por actuación de sus protecciones internas ante falla en su sistema de enfriamiento originado por las fuertes oscilaciones de tensión y frecuencia del sistema sur.

- La desconexión de la línea L-5035 (Yarabamba – Montalvo) por sobretensión, ya que, durante las oscilaciones de potencia registradas, las empresas mineras de la zona (Cerro Verde; Southern Perú, Quellaveco, Antapaccay, Constancia) disminuyeron su demanda, asimismo, también influyó en las sobretensiones la actuación del ERACMF en el área sur.

- Luego de producirse las desconexiones indicadas previamente, toda la demanda de esa zona quedo conectada a través de la línea L-1011 (Azángaro–Juliaca) de 138 kV, la cual desconectó por actuación correcta de su protección de distancia (21) ante pérdida de sincronismo del sistema sur.

2.2.12 Luego del colapso de las subestaciones indicadas en el numeral precedente, el sistema sur tránsito hacia un nuevo punto de operación, en donde se presentaron sobretensiones superiores a 1.1 p.u. en alta tensión, como consecuencia de ello:

- Desconectaron las líneas L-2055 y L-2056 (Cotaruse – Las Bambas) de 220 kV por activación correcta de sus protecciones de sobretensión (59), originando la interrupción de MINERA LAS BAMBAS.

- Desconectaron las líneas L-1032 (Majes – Pedregal) y L-1036 (Pedregal – Camaná) de 138 kV en la S.E. Pedregal, por activación correcta de sus protecciones de sobretensión (59), originando la interrupción de aproximadamente 5,8 MW de carga de las SS.EE Camaná y La Huerta.

- La interrupción de suministros en las subestaciones Tintaya Nueva, Antapaccay y Constancia, se produjo por la desconexión de las siguientes líneas: L-2042 (Paquillusi – Pumiri) y L-2043 (Pumiri – Tintaya Nueva) las cuales desconectaron por sobretensión; asimismo, desconectaron las líneas L-2022/L-2023 (Socabaya – Tintaya Nueva) y L-1037 (Tintaya – Tintaya Nueva), en el caso de estas tres líneas, en el momento de su desconexión se presentaban sobretensiones mayores a 1,1 p.u. en el área sur.

- Desconexión de la línea L-1005 (Tintaya -Combapata) por actuación de su protección de sobretensión, originando la interrupción del suministro en Combapata.

2.2.13 La línea L-1047 (Ares – Talta) 138 kV se desconectó por actuación incorrecta de la protección de distancia (21) del relé secundario, originando la interrupción de 10,195 MW en Huancarama y Chipmo. Sin embargo, la desconexión de esta línea era inminente, ya que también se presentaron sobretensiones que provocaron la salida de la línea L-1040 (Callalli – Talta) de 138 kV por actuación correcta de su protección de sobretensión (59), con una interrupción adicional de 7,72 MW en Tambomayo.

2.2.14 En conclusión, las actuaciones descritas ocurrieron durante el periodo en el cual se configuró la pérdida de sincronismo, siendo su efecto inicial oscilaciones inestables, variaciones de frecuencia y posteriores sobretensiones en el área Sur, desencadenando la desconexión de líneas de transmisión en 138 kV, 220 kV y 500 kV. Todas estas actuaciones fueron consecuencia directa de la falla ocurrida en la barra “B” de Poroma 500 kV.

2.2.15 Asimismo, como consecuencia de la pérdida de sincronismo del área sur, se produjo la activación del Esquema de Rechazo de Carga de Mínima Frecuencia (ERACMF) debido a que se registraron caídas de frecuencia de hasta 45,01 Hz, interrumpiendo 296,659 MW de carga.

Al respecto, tal como se evidenció en el informe técnico, producto del evento se produjo el colapso parcial del sistema Sur, desenergizando las subestaciones Puno, San Carlos, San Luis, Los Héroes, Chilota, Papujune y Moquegua. Dado que en dichas instalaciones se registró la activación del ERACMF por un total de 179,280 MW, éstas serán consideradas como interrupción de suministros, dado que esa zona finalmente colapso.

Cabe precisar que, del total de carga interrumpida por actuación del ERACMF, no se debe considerar para fines de compensación a la NTCSE la interrupción de suministro

de los usuarios AGROMAR INDUSTRIAL S.A., BOYLES BROS DIAMANTINA S.A., UNIÓN DE CERVECERÍAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON S.A.A., CATALINA HUANCA SOCIEDAD MINERA, EXANDAL S.A.C., IMPALA PERÚ S.A., INRO PLÁSTICOS S.A.C., MAGENSA MATERIALES GENERALES S.A.C., METALURGIA DEL FIERRO Y EL COBRE S.C.R.L., MODEPSA S.A.C. y LECHE GLORIA S.A., con un total de 3,877 MW, debido a que se desconectaron por actuación incorrecta del ERACMF

2.2.16 Con la información técnica disponible remitida por las empresas, no es posible identificar en que celda o equipamiento se produjo la falla monofásica en la barra "B" de la S.E. Poroma, al respecto, las únicas empresas que tienen equipamiento asociado a dicha barra son las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR.

2.2.17 En ese sentido, al amparo de la normativa descrita en la presente Decisión y conforme al análisis efectuado en el Informe Técnico, se determina que la falla ocurrida en la barra "B" de la S.E. Poroma 500 kV, registrada el 26.08.2025 a las 01:26 h, fue el origen del evento que ocasionó la desconexión de los elementos de 500 kV, y la pérdida de sincronismo entre las áreas centro-norte y sur del SEIN. Dicha falla se produjo en instalaciones de titularidad de las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, siendo por tanto responsables de las interrupciones de suministro derivadas.

2.2.18 En ese sentido, al amparo de la normativa descrita en la presente Decisión y de acuerdo con el análisis del Informe Técnico, se concluye que, al no ser posible identificar a los responsables de las transgresiones a la NTCSE, derivadas del evento ocurrido en la S.E Poroma a las 01:26 h, en aplicación de lo establecido en el inciso ii) letra d) del numeral 3.5 de la NTCSE [5], resultan responsables las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR por las referidas interrupciones de suministro.

Asimismo, el porcentaje de responsabilidad se determina de acuerdo con los aportes que realizan estas empresas Integrantes al COES[6], tal como se indica en el siguiente cuadro:

EMPRESA	APORTE AL COES (%)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (%)
TRANSMANTARO	5,822%	83,302%
ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR	1,167%	16,697%

2.2.19 Respecto de la interrupción de suministros a MARCOBRE, esta se originó como consecuencia de la desconexión de la línea L-2083 (Poroma – Mina Justa 220 kV) por actuación de su protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N), la cual

[5] Letra d)
(…)
Ii) no fuera posible identificar a los Responsables, todos los Integrantes Registrados del COES asumen la responsabilidad por el pago de las compensaciones correspondientes, en proporción a los aportes que realizan al COES, a excepción de aquellos cuya intervención en la mala calidad sea manifiestamente imposible (…)
[6] Informe COES/D/DO/SME-INF-177-2025 del mes de octubre de 2025 y publicado en el portal web del COES.

actuó como protección de respaldo debido a que la falla en Poroma 500 kV aún no había sido despejada completamente.

2.2.20 El despeje definitivo de la falla se produjo posteriormente, a los 8,27 segundos de iniciada la falla, por la actuación de la protección de sobrecorriente de tierra (51N) del autotransformador AUT-5371. En el análisis, se determinó que el ajuste implementado en el lado 500 kV del transformador no se realizó de acuerdo con el ajuste aprobado en el Estudio de Operatividad.

En ese sentido, resulta responsable la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR por la interrupción del suministro a MARCOBRE.

2.2.21 Asimismo, durante el evento se registraron desconexiones por actuación de protecciones de mínima tensión en las instalaciones de ELECTRODUNAS. En la S.E. Nazca, se desconectó la línea L-6630/C (Cahuachi – Nazca, 60 kV), interrumpiendo 20,55 MW de carga en las SS.EE. Nazca, Puquio y Coracora. De igual forma, en la S.E. Ica Norte, se desconectó el alimentador IN113 (10 kV), interrumpiendo 2,75 MW de carga. Ambas desconexiones por protecciones de mínima tensión se consideran propias de ELECTRODUNAS, ya que no guardan relación con esquemas automáticos de mínima tensión dispuestos por el COES, por lo cual, la responsabilidad por las referidas interrupciones es de la empresa ELECTRODUNAS.

2.2.22 De igual forma, en la S.E. Azángaro y S.E. Ayavirí, se produjo la desconexión de los alimentadores AMT-8004 y AMT-6006 (22,9 kV) por actuación de sus protecciones de derivada de frecuencia (81), las cuales no forman parte del ERACMF. Estas actuaciones correspondieron a lógicas internas de protección del usuario y son atribuibles al titular ELECTROPUNO.

2.2.23 Durante el desarrollo del evento, en el sistema sur, desconectaron las líneas de 138 kV L-1010 (Azángaro – San Gabán II) y L-1009 (Azángaro – San Rafael), por activación de su protección ante las oscilaciones inestables producto de la pérdida de sincronismo. Estas desconexiones, contribuyeron a la formación de un subsistema aislado entre las subestaciones San Gabán, Mazuko, Puerto Maldonado y San Rafael. Asimismo, durante la operación del sistema aislado, se presentó transgresiones a la Calidad de Producto - Frecuencia, según el siguiente detalle:

a. Se presentaron transgresiones a la calidad de producto por frecuencia, presentándose veintitrés (23) por Variaciones Súbitas de Frecuencia y tres (3) por Variaciones Sostenidas de Frecuencia.

b. Las Variaciones Súbitas de Frecuencias se registraron entre las 01:27:00 h hasta las 01:49:59 h, sin embargo, las Variaciones Súbitas registradas entre las 01:27:00 h hasta las 01:36:59 h no se considera como transgresión a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), en concordancia con lo indicado en el numeral 3.3 de la NTCSE[7], donde se establece que luego ocurrida una falla en el sistema de transmisión, no se consideran las transgresiones a la calidad de producto en lo referente a tensión y frecuencia, en el intervalo de diez (10) minutos siguientes de

ocurrida la falla; en este caso, teniendo encuenta que la falla en la barra B de 500 kV de la S.E Poroma se produjo a las 01:26:55 h, en el periodo indicado aplica dicha excepción.

c. El número de las Variaciones Súbitas de Frecuencia ocurridas entre las 01:37:00 h y 01:49:59 h, superó a la tolerancia establecida para las Variaciones Súbitas de Frecuencia que es de una (1), de acuerdo al Numeral 5.2.4 de la NTCSE[8]. Por lo tanto, hubo transgresión a la NTCSE en calidad de producto referente a frecuencia durante el presente evento.

d. El número de las Variaciones Sostenidas de Frecuencia durante el mes de agosto resultó igual a 2, sin incluir las Variaciones Sostenida de Frecuencia ocurrida entre el periodo de 01:30:00 h hasta las 01:44:59 h del 26.08.2025, debido a que este periodo se encuentra dentro de la tolerancia de 10 minutos de ocurrida la falla en la barra "B" de 500 kV de la S.E Poroma, de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.3 de la NTCSE, este valor no superó a la tolerancia establecida para las Variaciones Sostenidas de Frecuencia que es el 1% del Periodo de Medición de acuerdo a la tolerancia establecida en el Numeral 5.2.4 de la NTCSE (1%424*31 = 29,76).

e. Las variaciones súbitas de frecuencia, ocurridas entre las 01:27:00 h y 01:49:59 h, durante la operación en sistema aislado de San Gabán, se debió a la inadecuada regulación de frecuencia de la C.H. San Gabán II, ya que, debió regular la frecuencia del sistema aislado de acuerdo con las tolerancias establecidas en la NTCSE.

Por lo indicado, las transgresiones a la calidad de producto producidas en este subsistema son responsabilidad de la EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN.

2.2.24 También durante el desarrollo del evento, se registraron las desconexiones de las líneas L-6620 (Tomasiri – Aricota 2, 66 kV) y L-1026 (Toquepala – Aricota, 138 kV) por actuación de sus protecciones de distancia ante las oscilaciones inestables que se presentaban en la zona sur del SEIN. Estas desconexiones configuraron un subsistema aislado conformado por las centrales Aricota 1, Aricota 2 y la carga de la S.E. Sarita. Asimismo, durante la operación del sistema aislado, se presentó transgresiones a la Calidad de Producto – Frecuencia, según el siguiente detalle:

a. Se presentaron veintinueve (29) por Variaciones Súbitas de Frecuencia y uno (1) por Variaciones Sostenidas de Frecuencia.

b. Las Variaciones Súbitas de Frecuencias se registraron entre las 01:27:00 h hasta las 01:55:59 h, sin embargo, las Variaciones Súbitas registradas entre las 01:27:00 h hasta las 01:36:59 h no se considera como transgresión a la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), en concordancia con lo indicado en el numeral 3.3 de la NTCSE[9], donde se establece que luego ocurrida una falla en el sistema de transmisión, no se consideran las transgresiones a la calidad de producto en lo referente a tensión y frecuencia, en el intervalo de diez (10) minutos siguientes de

ocurrida la falla; en este caso, teniendo encuenta que la falla en la barra B de 500 kV de la S.E Poroma se produjo a las 01:26:55 h, el periodo indicado aplica dicha excepción.

c. El número de las Variaciones Súbitas de Frecuencia ocurridas entre las 01:37:00 h y 01:55:59 h, superó a la tolerancia establecida para las Variaciones Súbitas de Frecuencia que es de una (1), de acuerdo al Numeral 5.2.4 de la NTCSE[10]. Por lo tanto, hubo transgresión a la NTCSE en calidad de producto referente a frecuencia durante el presente evento.

d. El número de las Variaciones Sostenidas de Frecuencia durante el mes de agosto resultó igual a cero (0), sin incluir las Variaciones Sostenida de Frecuencia ocurrida entre el periodo de 01:30:00 h hasta las 01:44:59 h del 26.08.2025, debido a que este periodo se encuentra dentro de la tolerancia de 10 minutos de ocurrida la falla en la barra "B" de 500 kV de la S.E Poroma, de acuerdo a lo indicado en el numeral 3.3 de la NTCSE, este valor no superó a la tolerancia establecida para las Variaciones Sostenidas de Frecuencia que es el 1% del Periodo de Medición de acuerdo a la tolerancia establecida en el Numeral 5.2.4 de la NTCSE (1%424*31 = 29,76).

e. Las variaciones súbitas de frecuencia, ocurridas entre las 01:27:00 h y 01:55:59 h, durante la operación en sistema aislado de Aricota, se debió a que el G1 de la C.H Aricota 1 no reguló la frecuencia dentro de las tolerancias establecidas en la NTCSE.

Por otro lado, el subsistema aislado en Aricota colapsó luego de 29,75 minutos, interrumpiéndose una carga total de 0,84 MW, debido a la desconexión del grupo G1 de la C.H Aricota 1 por causas no determinadas, equipo de titularidad de la empresa EGESUR.

Por lo expuesto, las transgresiones a la calidad de producto en frecuencia y a la calidad de suministro en este sistema aislado corresponde a EGESUR S.A., titular de la central Aricota 1.

<u>Demoras en el proceso de restablecimiento</u>

2.2.25 En el proceso de restablecimiento, las demoras registradas en la energización de las líneas L-6028 (Puno–Bellavista) y L-6007 (Puno–Tukari), ocurridas desde las 02:50:23 h hasta las 03:23:50 h y desde las 02:50:23 h hasta las 03:10 h en las SS.EE. Bellavista y Tukari, respectivamente, fueron ocasionadas por la pérdida de mando remoto en la S.E. Puno 60 kV, siendo responsable la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (REP), titular de la instalación.

2.2.26 También durante el proceso de restablecimiento, la empresa CALCESUR presentó demoras en la normalización de su carga entre las 02:50:23 h y las 03:07:04 h, debido a la falta de personal en la S.E. Caracoto, las cuales son de responsabilidad de CALCESUR.

2.2.27 En el proceso de restablecimiento, en la S.E. Socabaya, se registró una demora entre las 03:07 h y las 04:12:13 h para la puesta en servicio de la línea L-2022 (Socabaya–Tintaya Nueva), como consecuencia de la ausencia de personal para la operación del SVC de Socabaya, de titularidad de TRANSMANTARO, condición que retrasó la conexión de la línea L-2022 y, consecuentemente, la reposición de carga en Tintaya Nueva, Antapaccay y Constancia; en tal sentido, la responsabilidad es atribuible a TRANSMANTARO, titular del SVC de Socabaya.

Demoras en la reposición del suministro

2.2.28 Durante el evento, luego de transcurrido el Tiempo de Reposición de quince minutos establecido en el numeral 4.20 del PR-40[11], se presentaron demoras en las instalaciones de los siguientes clientes:

- En minera ANGLO AMERICAN QUELLAVECO, se registraron demoras a partir de las 02:53 h en la normalización de los alimentadores Titire y Vizcacha de la S.E. Papujune, las cuales son atribuibles a la empresa ANGLO AMERICAN QUELLAVECO.

- En la S.E. San Rafael, el cliente libre MINSUR presentó demoras en la normalización de su carga a partir de las 02:48 h, debido a procesos internos de arranque y verificación operativa tras la paralización de plantas, según lo informado por MINSUR mediante correo electrónico del 16.10.2025.

- Asimismo, el cliente libre INVERSIONES LA RIOJA, suministrado por ORYGEN PERÚ, presentó demoras en la reposición de su carga a partir de las 02:33 h, pese a que la S.E. Dolorespata se encontraba energizada; por lo tanto, la responsabilidad es atribuible a la empresa INVERSIONES LA RIOJA.

- En minera SOUTHERN PERÚ COPPER CORPORATION, se identificaron demoras a partir de las 02:40 h en las subestaciones Mill Site, Plaza y Pushback, debido a daños internos que impidieron el arranque inmediato de equipos.

- En las instalaciones de MINERA ANTAPACCAY, se identificaron demoras a partir de las 04:30 h en la S.E. Antapaccay, debido a motivos no informados por la empresa.

2.2.29 Finalmente, respecto de las actuaciones incorrectas del ERACMF de los de los usuarios AGROMAR INDUSTRIAL S.A., BOYLES BROS DIAMANTINA S.A., UNIÓN DE CERVECERÍAS PERUANAS BACKUS Y JOHNSTON S.A.A., CATALINA HUANCA SOCIEDAD MINERA, EXANDAL S.A.C., IMPALA PERÚ S.A., INRO PLÁSTICOS S.A.C., MAGENSA MATERIALES GENERALES S.A.C., METALURGIA DEL FIERRO Y EL COBRE S.C.R.L., MODEPSA S.A.C. y LECHE GLORIA S.A., con un total de 3,877 MW, el cual operó sin existir condiciones para su activación, debemos indicar que la responsabilidad por

[11] Tiempo de Reposición. – Tiempo que toma restablecer un suministro luego de la orden del COES, el cual no debe ser mayor de 15 minutos. En caso se supere dicho tiempo de reposición definido, el Agente titular de la instalación asumirá la responsabilidad por ello y remitirá al COES, para su evaluación, un informe que sustente el motivo de la demora.

dicha actuación incorrecta es atribuible a cada uno de los usuarios mencionados, titulares de sus respectivos alimentadores.

Evento del 26.08.2025 a las 05:37 h

2.2.30 Del análisis contemplado en el Informe Técnico, se evidencia que el seccionador de barra "B" SB-5323 de 500 kV en la S.E. Poroma, equipo de titularidad de TRANSMANTARO, asociado a la celda de la L-5033 (Yarabamba – Poroma), originó la interrupción de suministros con un total de 102,25 MW ocurrido el día 26.08.2025 a las 05:37 h.

2.2.31 En el evento, se produjo la desconexión de las líneas L-5032 (Chilca CTM–Poroma), L-5033 (Yarabamba–Poroma) y L-5034 (Ocoña–Poroma) por actuación correcta de sus protecciones de distancia (21), con el fin de despejar la falla en el seccionador SB-5323 de la celda de la línea L-5033 (Yarabamba–Poroma) de 500 kV en la S.E. Poroma.

2.2.32 La desconexión de la línea L-2083 (Poroma–Mina Justa) de 220 kV, luego de 0,814 segundos, se produjo por actuación correcta de su protección de sobrecorriente direccional de tierra (67N) conforme a sus ajustes establecidos. Esta desconexión se produjo como consecuencia de la falla en el seccionador de barra SB-5323 de la línea L-5033 en Poroma 500 kV, como consecuencia se produjo la interrupción de 44,22 MW del usuario libre MARCOBRE.

2.2.33 En ese sentido, al amparo de la normativa descrita en la presente Decisión y de acuerdo con el análisis del Informe Técnico, resulta responsable la empresa TRANSMANTARO por las interrupciones de suministro en la S.E. Marcobre (Mina Justa).

2.2.34 Dado que la falla en el seccionador de barra SB-5323 de la línea L-5033 en Poroma 500 kV aún no se había despejado, se esperaba la desconexión de los autotransformadores AUT-5371 y AUT-5372, en el lado 500 kV, según el siguiente detalle:

- El autotransformador AUT-5372 de la S.E. Poroma debió desconectar en un tiempo aproximado de 0,85 segundos, por actuación de su protección de sobrecorriente de tierra (51N) en el lado 500 kV, lo cual se cumplió en el evento, ya que sus ajustes se encuentran conforme al Estudio de Operatividad que considera los dos autotransformadores de Poroma 500 kV en servicio.

- El autotransformador AUT-5371 debió desconectar en un tiempo aproximado de 1,54 segundos, por actuación de su protección de sobrecorriente a tierra (51N), de acuerdo con los ajustes del Estudio de Operatividad que considera los dos autotransformadores de Poroma 500 kV en servicio.

Sin embargo, debido a que los ajustes implementados no correspondían a lo aprobado en el Estudio de Operatividad, no se produjo la desconexión del autotransformador, consecuentemente la falla permaneció en el sistema.

2.2.35 La demora en el despeje de la falla originó la desconexión de los transformadores T6-261 y T62-261 en la S.E. Marcona 220/60 kV por la actuación correcta de sus protecciones 51N, en un tiempo aproximado de 6,0 segundos, interrumpiendo 53,378 MW en Marcona 60 kV.

2.2.36 Asimismo, también como consecuencia de la demora del despeje de falla, desconectó la línea L-2315 (Cahuachi–Marcona) en la S.E. Cahuachi, por actuación correcta de su protección de sobrecorriente de tierra (51N), en un tiempo de 6,461 segundos. Con la desconexión de esta línea la falla fue despejada del sistema y se interrumpió los suministros de la S.E. El Hierro 220 kV, con una carga interrumpida de 4,64 MW.

2.2.37 En ese sentido, al amparo de la normativa descrita en la presente Decisión y de acuerdo con el análisis del Informe Técnico, resulta responsable la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR por las interrupciones de suministro en la S.E. Marcona, San Nicolás, El Hierro y Mina

<u>Demoras en el proceso de restablecimiento</u>

2.2.38 Por otro lado, entre las 06:39 h (solicitud del CCO-COES) y las 07:02 h (confirmación para energizar) se verificó demora para energizar la barra 220 kV de la S.E. Marcona debido a que la empresa SHOUGANG HIERRO PERÚ no confirmó la apertura del interruptor de la línea L-2299 (Marcona – El Hierro) de 220 kV en la S.E. Marcona, por ausencia de personal en la subestación y dificultades de mando SCADA; dicha demora afectó el restablecimiento en San Nicolás, Mina, El Hierro y Mina Justa y es atribuible a SHOUGANG HIERRO PERÚ.

2.2.39 A las 07:25 h se coordinó la energización del transformador T23-61 en la S.E. San Nicolás 60 kV; sin embargo, hasta las 07:39 h la maniobra no se ejecutó debido a que la empresa SHOUGESA indicó que aún tenían maniobras pendientes que realizar en la S.E. San Nicolás que consistían en verificar el estado de los interruptores en las celdas de 13,8 kV. La demora afectó la normalización en la S.E. San Nicolás y es atribuible a la empresa SHOUGESA.

2.2.40 Entre las 07:39 h y 09:40:12 h persistieron demoras para energizar los transformadores T23-61 y T21-61 en la S.E. San Nicolás 60 kV, debido a falla de mando de cierre remoto (IN-6100) reportada por REP y a la activación de un interbloqueo de 60 kV condicionado por la posición “indeterminada” de interruptores de 13,8 kV. Se requirió intervención en campo y deshabilitación del interbloqueo para completar la energización. Estas demoras afectaron la reposición en San Nicolás y son atribuibles a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ.

<u>Demoras en la reposición del suministro</u>

DIRECCIÓN DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

2.2.41 Durante el evento, luego de transcurrido el Tiempo de Reposición de quince minutos establecido en el numeral 4.20 del PR-40 [12], se presentaron demoras en las instalaciones de los siguientes clientes:

- A las 07:12 h, el CCO-COES coordinó con el SHOUGANG HIERRO PERÚ la normalización de su carga en la S.E. El Hierro; sin embargo, desde las 07:27 h se presentaron demoras en la reposición por causa no informada, atribuibles a SHOUGANG HIERRO PERÚ.

2.1 Resarcimientos

2.3.1 El literal b) del Numeral 3.5 de la NTCSE indica que la decisión contendrá, de ser el caso, la asignación de responsabilidades y el cálculo preliminar de compensaciones correspondientes.

2.3.2 Asimismo, el Numeral 4.18 del PR-40 establece que los Resarcimientos son el "Monto a pagar por el (los) responsable (s) a los Suministradores como consecuencia de la asignación de responsabilidad efectuada por el COES, correspondiente a las Compensaciones pagadas conforme a lo señalado en la NTCSE y su Base Metodológica."

2.3.3 Por su parte, los numerales 5.1.6 y 11.2 del PR-40 indican que el COES emitirá la Decisión de Asignación de Responsabilidad por Transgresión a la NTCSE y el cálculo preliminar de los Resarcimientos correspondientes, conforme a lo establecido en el inciso b) del Numeral 3.5 de la NTCSE.

2.3.4 En cumplimiento de lo establecido en la normativa precedente, se incluye el cálculo preliminar de resarcimientos, el que se muestra en el Anexo de esta Decisión.

Sobre la base del análisis efectuado en los numerales precedentes y de conformidad al Informe Técnico que forma parte integrante de la presente Decisión, la Dirección Ejecutiva del COES decide lo siguiente:

DECIDE:

Evento del 26.08.2025 a la 01:26 h:

PRIMERO: Asignar responsabilidad a las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, en las proporciones asignadas en el cuadro mostrado en el numeral 2.2.18, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministros por ERACMF, que se muestran a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	ARE-QUELLOPATA(CAMPAMENTO)	1,100	01:26:57	03:15:57	109,00

[12] Tiempo de Reposición. – Tiempo que toma restablecer un suministro luego de la orden del COES, el cual no debe ser mayor de 15 minutos. En caso se supere dicho tiempo de reposición definido, el Agente titular de la instalación asumirá la responsabilidad por ello y remitirá al COES, para su evaluación, un informe que sustente el motivo de la demora.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
2	ARE-QUELLOPATA(CHANCADORA Y AGUA FRESCA)	0,710	01:26:57	03:15:57	109,00
3	ARE-QUELLOPATA(CIRCUITO MINA I)	1,200	01:26:57	03:15:57	109,00
4	ARE-QUELLOPATA(DETOXIFICACION; RELAVE Y PLANTA DE OXIGENO)	1,900	01:26:57	03:15:57	109,00
5	ARE-QUELLOPATA(ESTACION DE SUBDRENAJE Y BOOSTER)	0,320	01:26:57	03:15:57	109,00
6	ARE-QUELLOPATA(LINEA EN PASTA - LABORATORIO)	0,630	01:26:57	03:15:57	109,00
7	ARE-QUELLOPATA(MERRIL CROWE Y PLANTA DORE)	0,700	01:26:57	03:15:57	109,00
8	CCS-S.E. METRO CERRO COLORADO(ITM-G-380V)	0,303	01:26:57	05:00:57	214,00
9	EPU-ANANEA(3002)	0,600	01:26:57	02:33:46	66,82
10	EPU-ANANEA(3003)	4,470	01:26:57	02:33:46	66,82
11	EPU-ANANEA(3004)	1,960	01:26:57	02:32:46	65,82
12	EPU-ANTAUTA(9002)	0,520	01:26:57	02:30:46	63,82
13	EPU-AYAVIRI(6005)	0,800	01:26:57	02:36:01	69,07
14	EPU-HUANCANE(4001)	0,270	01:26:57	02:35:46	68,82
15	EPU-HUANCANE(4002)	0,230	01:26:57	02:35:46	68,82
16	EPU-HUANCANE(4003)	0,390	01:26:57	02:35:46	68,82
17	ESE-ANDAHUAYLAS(AN05)	0,957	01:26:57	02:07:57	41,00
18	ESE-ANDAHUAYLAS(AN06)	0,253	01:26:57	02:07:57	41,00
19	ESE-CHACAPUENTE(CP01)	0,208	01:26:57	02:07:57	41,00
20	ESE-CHACAPUENTE(CP02)	0,408	01:26:57	02:07:57	41,00
21	ESE-HUARO(HU04)	0,465	01:26:57	02:09:57	43,00
22	ESE-MAZUKO(MZ01)	0,767	01:26:57	02:09:57	43,00
23	ESE-MAZUKO(MZ02)	0,772	01:26:57	02:09:57	43,00
24	ESE-TINTAYA(TI01)	3,224	01:26:57	02:08:57	42,00
25	GPT-SUBESTACION ELÉCTRICA B(CHILLER N° 1)	0,315	01:26:57	05:00:57	214,00
26	GPT-SUBESTACION ELÉCTRICA B(CHILLER N° 2)	0,315	01:26:57	05:00:57	214,00
27	LRJ-SS.EE. 440V-380V(CHILLER)	0,155	01:26:57	02:33:00	66,05
28	MAV-SUBESTACION A - MAQP(SEA_TGE)	0,040	01:26:57	06:00:57	274,00
29	MAV-SUBESTACION B - MAQP(SEB_TGAA)	0,080	01:26:57	06:00:57	274,00
30	MAV-SUBESTACION B - MAQP(SEB_TGE)	0,040	01:26:57	06:00:57	274,00
31	MAV-SUBESTACION B - MAQP(TIENDA H&M)	0,110	01:26:57	06:00:57	274,00
32	MAV-SUBESTACION C - MASA(EQUIPOS CHILLER 400-500)	0,200	01:26:57	06:00:57	274,00
33	MAV-SUBESTACION D - MAQP(SED_TGN)	0,100	01:26:57	06:00:57	274,00
34	MAV-SUBESTACION D - MASA(EQUIPO CHILLER 460X2)	0,130	01:26:57	06:00:57	274,00
35	MCV-HIDROMETALURGIA_PDC1(RECTIFICADOR_A3_HIDRO)	1,200	01:26:57	02:06:57	40,00
36	MCV-HIDROMETALURGIA_PDC3(RECTIFICADOR_A2_HIDRO)	1,200	01:26:57	02:06:57	40,00
37	MCV-HIDROMETALURGIA_PDC3(RECTIFICADOR_B1_HIDRO)	1,100	01:26:57	02:06:57	40,00
38	MCV-HIDROMETALURGIA_PDC3(RECTIFICADOR_B2_HIDRO)	1,100	01:26:57	02:06:57	40,00
39	MCV-SULFUROS_SALA 1(MOLINO DE BOLAS 3_C1)	12,600	01:26:57	02:06:57	40,00
40	MCV-SULFUROS_SALA 1(MOLINO DE BOLAS 4_C1)	12,300	01:26:57	02:06:57	40,00

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
41	MCV-SULFUROS_SALA 1(RELAVES_C1)	11,500	01:26:57	02:06:57	40,00
42	MCV-SULFUROS_SALA 2(HPGR 31_C1)	4,100	01:26:57	02:06:57	40,00
43	MCV-SULFUROS_SALA 2(HPGR 32_C1)	4,100	01:26:57	02:06:57	40,00
44	MCV-SULFUROS_SALA 2(HPGR 34_C1)	4,300	01:26:57	02:06:57	40,00
45	MOL-SUB ESTACIÓN 900 LJY(K05)	1,300	01:26:57	02:20:57	54,00
46	MSR-CASA FUERZA-SAN RAFAEL(COMPRESORES)	0,750	01:26:57	02:48:00	81,05
47	MSR-CASA FUERZA-SAN RAFAEL(HOTEL EMPLEADOS;COMEDOR OBREROS ;VIVIENDAS AESA LIDERMAN)	0,520	01:26:57	02:48:00	81,05
48	MSR-CASA FUERZA-SAN RAFAEL(PLANTA DE CHANCADO PRIMARIO ; SECUNDARIO)	0,670	01:26:57	02:48:00	81,05
49	MSR-PLANTA B2-SAN RAFAEL(SALA ELECTRICA N°1 DE PLANTA B2 CELDA ISAMILL)	2,730	01:26:57	02:48:00	81,05
50	MSR-PLANTA CONCENTRADORA-SAN RAFAEL(SALIDA N° 2 TRANSFORMADOR N° 1)	1,240	01:26:57	02:48:00	81,05
51	MSR-PLANTA CONCENTRADORA-SAN RAFAEL(SALIDA N° 3 TRANSFORMADOR N° 2 VERTICAL)	1,080	01:26:57	02:48:00	81,05
52	MSR-PLANTA CONCENTRADORA-SAN RAFAEL(SALIDA N° 4 TRANSFORMADOR N° 3)	1,700	01:26:57	02:48:00	81,05
53	SEA-ALTO CAYMA(1701)	0,800	01:26:57	02:59:17	92,33
54	SEA-CHALLAPAMPA(708)	0,170	01:26:57	02:59:03	92,10
55	SEA-CHILINA(302)	0,910	01:26:57	02:58:47	91,83
56	SEA-CHILINA(303)	0,740	01:26:57	02:58:21	91,40
57	SEA-CHILINA(304)	0,720	01:26:57	02:58:43	91,77
58	SEA-CHILINA(305)	1,440	01:26:57	02:58:25	91,47
59	SEA-CHILINA(306)	0,490	01:26:57	02:58:35	91,63
60	SEA-COCACHACRA(3902)	0,380	01:26:57	03:02:31	95,57
61	SEA-CONO NORTE(808)	0,530	01:26:57	02:59:18	92,35
62	SEA-CORIRE(8101)	0,730	01:26:57	03:03:08	96,18
63	SEA-GOYENECHE(2001)	1,690	01:26:57	03:01:43	94,77
64	SEA-GOYENECHE(2002)	1,680	01:26:57	03:01:40	94,72
65	SEA-JESUS(503)	1,070	01:26:57	02:57:30	90,55
66	SEA-JESUS(504)	0,840	01:26:57	02:56:55	89,97
67	SEA-JESUS(509)	0,470	01:26:57	02:57:06	90,15
68	SEA-LA CURVA(3703)	0,160	01:26:57	03:01:35	94,63
69	SEA-LA CURVA(3704)	0,470	01:26:57	03:01:35	94,63
70	SEA-LA PAMPA(4002)	0,570	01:26:57	03:29:17	122,33
71	SEA-LAMBRAMANI(1807)	0,190	01:26:57	03:00:17	93,33
72	SEA-MAJES(9504)	0,440	01:26:57	03:02:59	96,03
73	SEA-MOLLENDO(3102)	0,610	01:26:57	03:02:02	95,08
74	SEA-PARQUE INDUSTRIAL(408)	0,860	01:26:57	02:55:55	88,97
75	SEA-PARQUE INDUSTRIAL(415)	0,200	01:26:57	02:55:48	88,85
76	SEA-PAUCARPATA(1203)	0,640	01:26:57	03:01:07	94,17

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
77	SEA-PAUCARPATA(1204)	0,750	01:26:57	03:01:12	94,25
78	SEA-PORONGOCHE(1410)	0,230	01:26:57	03:00:06	93,15
79	SEA-SAN LUIS(901)	0,900	01:26:57	02:58:07	91,17
80	SEA-SAN LUIS(902)	0,550	01:26:57	02:58:00	91,05
81	SEA-SAN LUIS(903)	0,770	01:26:57	02:57:47	90,83
82	SEA-SAN LUIS(904)	0,270	01:26:57	02:58:06	91,15
83	SEA-SOCABAYA(611)	0,360	01:26:57	02:54:57	88,00
84	SEA-SOCABAYA(612)	0,350	01:26:57	02:55:03	88,10
85	SEA-SOCABAYA(612)	0,090	01:26:57	02:55:09	88,20
86	SEA-TIABAYA(1902)	0,980	01:26:57	03:01:28	94,52

SEGUNDO: Asignar responsabilidad a las empresas TRANSMANTARO y ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, en las proporciones asignadas en el cuadro mostrado en el numeral 2.2.18, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministros que derivaron de la falla ocurrida en Poroma 500 kV, que se muestran a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	APA-PLANTA ETANOL(CASA FUERZA)	6,500	01:21:00	01:52:00	31,00
2	CALCESUR-CARACOTO(AD-302)	4,560	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:07:04	03:12:00	4,93
3	ELS-TACNA(TACNA)	19,240	01:27:00	03:09:00	102,00
4	ELS-TOMASIRI(TOMASIRI)	0,800	01:27:00	03:07:00	100,00
5	ARU-PUNO	0,437	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:10:00	03:13:00	3,00
6	HUD-CONSTANCIA	84,130	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:31:45	19,53
7	MXT-ANTAPACCAY(H05 Molino sag)	22,180	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
8	MXT-ANTAPACCAY(H17 Molino Bolas 1)	16,960	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
9	MXT-ANTAPACCAY(H14 Molino Bolas 2)	16,520	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
10	MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Mina Palas,)	11,250	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
11	MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Drenaje)	3,900	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:27:45	15,53
12	MXT-ANTAPACCAY(Chancado Primario)	0,710	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
13	MXT-ANTAPACCAY(Faja Overland)	6,660	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
14	MXT-ANTAPACCAY(Flotación)	9,530	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:30:00	17,78
15	MXT-ANTAPACCAY(Espesador de concentrado)	0,180	01:28:45	03:07:00	98,25

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
			04:12:13	04:30:00	17,78
16	MXT-ANTAPACCAY(Espesador de relave y agua recuperadas)	3,260	01:28:45	03:07:00	98,25
			04:12:13	04:27:45	15,53
17	MXT-TINTAYA(Campamentos)	1,600	01:28:45	02:52:45	84,00
18	MXT-TINTAYA(Rio Salado)	0,030	01:28:45	03:06:45	98,00
19	MXT-TINTAYA(Chabuca Sur)	1,720	01:28:45	02:50:45	82,00
20	MXT-TINTAYA(Mina)	1,410	01:28:45	02:50:45	82,00
21	MXT-TINTAYA(Oxidos 1)	2,740	01:28:45	03:03:45	95,00
22	MXT-TINTAYA(Oxidos 2)	2,660	01:28:45	03:03:45	95,00
23	MXT-TINTAYA(PS1)	1,350	01:28:45	03:15:45	107,00
24	MXT-TINTAYA(Chancado Secundario)	2,230	01:28:45	03:46:45	138,00
25	MXT-TINTAYA(Molino 1)	4,960	01:28:45	05:01:45	213,00
26	MXT-TINTAYA(Molino 2)	3,750	01:28:45	04:19:45	171,00
27	MXT-TINTAYA(Molino 3)	3,260	01:28:45	05:48:45	260,00
28	MXT-TINTAYA(Molino 4)	0,300	01:28:45	04:15:45	167,00
29	MXT-TINTAYA(Faja Overland Tintaya)	0,500	01:28:45	07:26:45	358,00
30	ESE-CHAHUARES(CH-01/CH-02)	0,987	01:27:00	02:16:00	49,00
31	ESE-KITENI(KI-01)	0,578	01:27:00	02:16:00	49,00
32	ESE-KITENI(KI-02)				
33	ESE-COMBAPATA(CO-01)	1,592	01:27:01	02:36:01	69,00
34	ESE-COMBAPATA(CO-02)				
35	ESE-COMBAPATA(CO-03)				
36	ESE-COMBAPATA(CO-04)				
37	ESE-COMBAPATA(CO-05)				
38	ESE-SICUANI(SI-01)	1,004	01:27:01	02:35:01	68,00
39	ESE-SICUANI(SI-02)				
40	ESE-SICUANI(SI-03)				
41	ESE-SICUANI(SI-05)				
42	ESE-LLUSCO(LL-01)	3,336	01:27:01	02:40:01	73,00
43	ESE-LLUSCO(LL-02)				
44	ESE-LLUSCO(LL-03)				
45	SOU-BOTIFLACA	51,200	01:27:00	02:26:00	59,00
46	SOU-SATÉLITE	7,100	01:27:00	02:26:00	59,00
47	SOU-MILLSITE	19,600	01:27:00	02:26:00	59,00
48	SOU-QUEBRADA HONDA	6,600	01:27:00	02:26:00	59,00
49	SOU-PLAZA	55,400	01:27:00	02:26:00	59,00
50	SOU-LIXIVIACIÓN	22,900	01:27:00	02:26:00	59,00
51	SOU-FUNDICIÓN	29,500	01:27:00	02:26:00	59,00
52	SOU-REFINERÍA	1,200	01:27:00	02:26:00	59,00
53	MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 1_C2)	21,600	01:27:00	02:58:56	91,93
54	MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 4_C2)	21,300	01:27:00	02:58:56	91,93
55	MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 5_C2)	21,400	01:27:00	02:58:56	91,93
56	MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 6_C2)	21,200	01:27:00	02:58:56	91,93
57	MCV-SAN LUIS(HPGR 16_C2)	5,000	01:27:00	02:58:56	91,93
58	MCV-SAN LUIS(HPGR 17_C2)	5,000	01:27:00	02:58:56	91,93

DIRECCIÓN DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
59	MCV-SAN LUIS(HPGR 18_C2)	4,200	01:27:00	02:58:56	91,93
60	MCV-SAN LUIS(HPGR 27_C2)	5,100	01:27:00	02:58:56	91,93
61	MCV-SAN LUIS(Cargas asociadas_C2)	122,100	01:27:00	02:58:56	91,93
62	BAM-LAS BAMBAS	7,500	01:27:04	02:13:04	46,00
63	SEA-HUANCARAMA(ORCOPAMPA)	0,530	01:26:57	03:28:52	121,92
64	SEA-COTAHUASI(COTAHUASI)	0,250	01:26:57	03:28:52	121,92
65	SEA-COTAHUASI(PUYCA)	0,090	01:26:57	03:28:52	121,92
66	SEA-CAMANA(SAN GREGORIO)	1,150	01:27:01	03:29:16	122,25
67	SEA-CAMANA(9 DE NOVIEMBRE)	0,820	01:27:01	03:29:34	122,55
68	SEA-CAMANA(COSTANERA)	0,320	01:27:01	03:29:51	122,83
69	SEA-CAMANA(JAHUAY)	0,170	01:27:01	03:29:44	122,72
70	SEA-OCOÑA(RIO GRANDE)	2,090	01:27:01	03:30:08	123,12
71	SEA-OCOÑA(CERRO DE ARENA)	0,070	01:27:01	03:30:08	123,12
72	SEA-OCOÑA(OCOÑA)	0,230	01:27:01	03:30:08	123,12
73	SEA-CARAVELI(CARAVELI)	0,160	01:27:01	03:30:08	123,12
74	SEA-CARAVELI(CHUÑUÑO)	0,070	01:27:01	03:30:08	123,12
75	QLL-PAPUJUNE	97,000	01:27:00	02:15:00	48,00
76	EPU-ILAVE(1004)	0,140	01:27:00	02:57:09	90,15
77	EPU-POMATA(2001)	0,030	01:27:00	02:56:07	89,12
78	EPU-POMATA(2005)	0,360	01:27:00	02:56:34	89,57
79	EPU-PUNO(0101)	1,070	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:23:50	03:25:07	1,28
80	EPU-PUNO(0105)	1,590	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:23:50	03:25:19	1,48
81	EPU-PUNO(0106)	0,550	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:23:50	03:25:22	1,53
82	EPU-PUNO(0102)	0,770	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:23:50	03:25:09	1,32
83	EPU-PUNO(0103)	0,850	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:23:50	03:25:14	1,40
84	EPU-PUNO(0104)	0,160	01:27:00	02:50:23	83,38
			03:23:50	03:25:17	1,45
85	EPU-PUNO(0201)	0,950	01:27:00	03:03:54	96,90
86	EPU-PUNO(0202)	1,140	01:27:00	03:04:30	97,50
87	EPU-JULIACA(5004)	0,980	01:27:00	02:41:51	74,85
88	EPU-JULIACA(5005)	0,920	01:27:00	02:41:32	74,53
89	EPU-JULIACA(5006)	1,000	01:27:00	02:41:14	74,23
90	EPU-JULIACA(5008)	0,720	01:27:00	02:40:42	73,70
91	EPU-JULIACA(5009)	1,100	01:27:00	02:40:24	73,40
92	EPU-JULIACA(5010)	0,450	01:27:00	02:40:11	73,18
93	EPU-JULIACA(5007)	0,850	01:27:00	02:40:58	73,97
94	EPU-JULIACA(5021)	0,670	01:27:00	02:39:54	72,90
95	EPU-JULIACA(5022)	0,560	01:27:00	02:39:57	72,95
96	EPU-JULIACA(5023)	0,020	01:27:00	02:39:59	72,98
97	EPU-JULIACA(5024)	1,680	01:27:00	02:40:04	73,07

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
98	EPU-JULIACA(5025)	0,160	01:27:00	02:40:09	73,15
99	EPU-ANANEA(3001)	0,130	01:26:11	02:33:00	66,82
100	EPU-ANANEA(3005)	2,910	01:26:11	02:33:00	66,82
101	EPU-SANDIA(7501)	0,600	01:26:11	02:33:00	66,82
102	EPU-SANDIA(7502)	0,220	01:26:11	02:33:00	66,82
103	CMB-CHIPMO	6,800	01:26:57	03:29:12	122,25
104	CMB-HUANCARAMA	2,525	01:26:57	03:24:54	117,95
105	GLRR-FÁBRICA DE ENVASES	0,620	01:26:58	01:57:00	30,03
106	EPU-ILAVE(1001)	0,040	01:26:57	02:56:51	89,90
107	EPU-ILAVE(1002)	1,030	01:26:57	02:56:56	89,98
108	EPU-ILAVE(1003)	0,250	01:26:57	02:57:01	90,07
109	EPU-POMATA(2002)	0,100	01:26:57	02:56:06	89,15
110	EPU-POMATA(2003)	0,770	01:26:57	02:56:08	89,18
111	EPU-POMATA(2004)	0,460	01:26:57	02:56:10	89,22
112	MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 15_C2)	4,200	01:26:57	02:57:57	91,00
113	MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 25_C2)	4,200	01:26:57	02:57:57	91,00
114	MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 26_C2)	4,900	01:26:57	02:57:57	91,00
115	MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 28_C2)	4,800	01:26:57	02:57:57	91,00
116	MCV-SAN LUIS_SALA 65(MOLINO DE BOLAS 2_C2)	20,700	01:26:57	02:57:57	91,00
117	MCV-SAN LUIS_SALA 65(MOLINO DE BOLAS 3_C2)	20,900	01:26:57	02:57:57	91,00
118	MSR-SE N°01-PUCAMARCA(CAMPAMENTO PUCAMARCA)	0,150	01:26:57	03:12:01	105,07
119	MSR-SE N°04-PUCAMARCA(HEATER 01A)	0,300	01:26:57	03:12:01	105,07
120	MSR-SE N°04-PUCAMARCA(HEATER 01B)	0,300	01:26:57	03:12:01	105,07
121	QLL-CHANCADORA PRIMARIA(CHANCADORA PRIMARIA 02)	1,510	01:26:57	02:17:57	51,00
122	QLL-CPF(CPF)	1,220	01:26:57	02:36:57	70,00
123	QLL-ESTACION DREN(ESTACION DREN)	1,000	01:26:57	02:15:57	49,00
124	QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 1)	1,370	01:26:57	02:16:57	50,00
125	QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 2)	1,360	01:26:57	02:16:57	50,00
126	QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 3)	1,340	01:26:57	02:16:57	50,00
127	QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 4)	1,370	01:26:57	02:17:57	51,00
128	QLL-INTERMEDIA(INTERMEDIA)	2,860	01:26:57	02:14:57	48,00
129	QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE CAMPAMENTO)	1,150	01:26:57	02:14:57	48,00
130	QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE CONVEYOR OVERLAND)	8,000	01:26:57	02:14:57	48,00
131	QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE LOOP MINA 01)	4,850	01:26:57	02:14:57	48,00
132	QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE LOOP MINA 02)	2,360	01:26:57	02:14:57	48,00
133	QLL-REMOLIENDA(REMOLIENDA 1)	3,980	01:26:57	02:26:57	60,00
134	QLL-TITIRE(TITIRE)	3,820	01:26:57	02:53:00	86,05
135	QLL-TORRES 1(TORRES 1)	2,350	01:26:57	02:15:57	49,00
136	QLL-TORRES 2(TORRES 2)	3,170	01:26:57	02:14:57	48,00
137	QLL-VIZCACHA(VIZCACHA)	4,570	01:26:57	02:53:00	86,05
138	SOU-BOTIFLACA(01_MOL_FEEDER301)	6,200	01:26:57	02:30:57	64,00
139	SOU-BOTIFLACA(01_MOL_FEEDER302)	6,200	01:26:57	02:29:57	63,00
140	SOU-BOTIFLACA(02_MOL_FEEDER201)	4,700	01:26:57	02:26:57	60,00
141	SOU-BOTIFLACA(CAMP_CUAJONE)	1,000	01:26:57	02:35:57	69,00
142	SOU-CUAJONE(MINA_CUAJONE_02)	6,800	01:26:57	02:25:57	59,00

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
143	SOU-MILL_SITE(04_MOL_ACBA14)	2,400	01:26:57	02:40:00	73,05
144	SOU-MILL_SITE(04_MOL_ACBA19)	2,700	01:26:57	02:40:00	73,05
145	SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA01)	3,400	01:26:57	02:40:00	73,05
146	SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA03)	3,700	01:26:57	02:40:00	73,05
147	SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA06)	3,000	01:26:57	02:40:00	73,05
148	SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA11)	3,300	01:26:57	02:40:00	73,05
149	SOU-MILL_SITE(CAMP_PLAZA_TOQ)	1,000	01:26:57	02:40:00	73,05
150	SOU-MILL_SITE(MOL_FULLER_VCBA40)	6,700	01:26:57	02:40:00	73,05
151	SOU-PLAZA(CHANC_PRIM_2100-PMT)	2,900	01:26:57	02:40:00	73,05
152	SOU-PLAZA(CHANC_SEC_2400-2)	3,100	01:26:57	02:40:00	73,05
153	SOU-PLAZA(CHANC_TER_2500-1)	3,500	01:26:57	02:40:00	73,05
154	SOU-PUSH_BACK(PUSH_BACK_01)	9,300	01:26:57	02:40:00	73,05

TERCERO: Asignar responsabilidad a la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministros del usuario MARCOBRE que se muestra a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA	49,700	01:26:58	01:54:02	27,07

CUARTO: Asignar responsabilidad a la Empresa de Generación Eléctrica SAN GABÁN por las transgresiones a la calidad de producto por frecuencia, que se indican a continuación.

ÁREA	INDICADOR	FECHA	INTERVALO	VALOR
San Gabán	Variaciones Súbitas de Frecuencia (S)	26/08/2025	01:37:00 - 01:37:59	1,1559
		26/08/2025	01:38:00 - 01:38:59	1,121
		26/08/2025	01:39:00 - 01:39:59	1,092
		26/08/2025	01:40:00 - 01:40:59	1,0695
		26/08/2025	01:41:00 - 01:41:59	1,0695
		26/08/2025	01:42:00 - 01:42:59	1,0563
		26/08/2025	01:43:00 - 01:43:59	1,0497
		26/08/2025	01:44:00 - 01:44:59	1,0436
		26/08/2025	01:45:00 - 01:45:59	1,0342
		26/08/2025	01:46:00 - 01:46:59	1,0275
		26/08/2025	01:47:00 - 01:47:59	1,0123
		26/08/2025	01:48:00 - 01:48:59	1,0042
		26/08/2025	01:49:00 - 01:49:59	1,0056

QUINTO: Asignar responsabilidad a la empresa EGESUR por las transgresiones a la calidad de producto por frecuencia, que se indican a continuación.

ÁREA	INDICADOR	FECHA	INTERVALO	VALOR
Aricota 1	Variaciones Súbitas de Frecuencia (S)	26/08/2025	01:37:00 - 01:37:59	2,4102
		26/08/2025	01:38:00 - 01:38:59	3,6042

ÁREA	INDICADOR	FECHA	INTERVALO	VALOR
		26/08/2025	01:39:00 - 01:39:59	2,5724
		26/08/2025	01:40:00 - 01:40:59	2,4851
		26/08/2025	01:41:00 - 01:41:59	3,4302
		26/08/2025	01:42:00 - 01:42:59	2,6967
		26/08/2025	01:43:00 - 01:43:59	2,4140
		26/08/2025	01:44:00 - 01:44:59	3,3176
		26/08/2025	01:45:00 - 01:45:59	2,8887
		26/08/2025	01:46:00 - 01:46:59	2,2974
		26/08/2025	01:47:00 - 01:47:59	3,0667
		26/08/2025	01:48:00 - 01:48:59	3,1769
		26/08/2025	01:49:00 - 01:49:59	2,4109
		26/08/2025	01:50:00 - 01:50:59	2,9467
		26/08/2025	01:51:00 - 01:51:59	3,2963
		26/08/2025	01:52:00 - 01:52:59	2,4884
		26/08/2025	01:53:00 - 01:53:59	2,6847
		26/08/2025	01:54:00 - 01:54:59	3,2626
		26/08/2025	01:55:00 - 01:55:59	2,8148

SEXTO: Asignar responsabilidad a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a la demora en la normalización del suministro en las SS.EE. Bellavista y Tukari, que se muestra a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	EPU-PUNO(0101)	1,070	02:50:23	03:23:50	33,45
2	EPU-PUNO(0105)	1,590	02:50:23	03:23:50	33,45
3	EPU-PUNO(0106)	0,550	02:50:23	03:23:50	33,45
4	EPU-PUNO(0102)	0,770	02:50:23	03:23:50	33,45
5	EPU-PUNO(0103)	0,850	02:50:23	03:23:50	33,45
6	EPU-PUNO(0104)	0,160	02:50:23	03:23:50	33,45
7	ARU-PUNO	0,437	02:50:23	03:10:00	19,62

SÉPTIMO: Asignar responsabilidad a la empresa TRANSMANTARO, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a la demora en la normalización del suministro en las SS.EE. Antapacay, Constancia y Tintaya Nueva por indisponibilidad del SVC de la S.E. Socabaya, que se muestra a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	HUD-CONSTANCIA	84,130	03:07:00	04:12:13	65,22
2	MXT-ANTAPACCAY(H05 Molino sag)	22,180	03:07:00	04:12:13	65,22
3	MXT-ANTAPACCAY(H17 Molino Bolas 1)	16,960	03:07:00	04:12:13	65,22
4	MXT-ANTAPACCAY(H14 Molino Bolas 2)	16,520	03:07:00	04:12:13	65,22
5	MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Mina Palas,)	11,250	03:07:00	04:12:13	65,22
6	MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Drenaje)	3,900	03:07:00	04:12:13	65,22
7	MXT-ANTAPACCAY(Chancado Primario)	0,710	03:07:00	04:12:13	65,22
8	MXT-ANTAPACCAY(Faja Overland)	6,660	03:07:00	04:12:13	65,22
9	MXT-ANTAPACCAY(Flotación)	9,530	03:07:00	04:12:13	65,22

DIRECCIÓN DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
10	MXT-ANTAPACCAY(Espesador de concentrado)	0,180	03:07:00	04:12:13	65,22
11	MXT-ANTAPACCAY(Espesador de relave y agua recuperadas)	3,260	03:07:00	04:12:13	65,22

OCTAVO: Asignar responsabilidad a la empresa EGESUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministros, que se muestran a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	ELS-ILABAYA(ILABAYA)	0,110	01:56:42	03:46:42	110,00
2	ELS-CURIBAYA(CURIBAYA)	0,030	01:56:42	04:14:42	138,00
3	ELS-SARITA(SARITA)	0,700	01:56:42	03:33:42	97,00

Evento del 26.08.2025 a las 05:37 h:

NOVENO: Asignar responsabilidad a la empresa ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a interrupción de suministros, que se muestran a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43
			07:02:00	07:54:01	52,02
2	MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:27:00	25,00
3	MSH-JAHUAY(BARRA 10 KV)	0,120	05:37:40	06:30:40	53,00
4	MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:30:40	28,67
5	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	05:37:40	06:39:00	61,33
			07:02:00	07:25:00	23,00
			09:40:12	09:45:40	5,47
6	SEA-ACARI(BELLA UNIÓN)	1,500	05:37:40	06:33:48	56,13
7	SEA-AGUA SALADA(CHALA)	2,740	05:37:40	06:36:24	58,73
8	SEA-BELLAVISTA(CHALA)	0,430	05:37:40	06:36:24	58,73
9	SEA-CHALA VIEJO(CHALA)	3,650	05:37:40	06:36:24	58,73
10	SEA-CHALA(BELLA UNIÓN)	0,200	05:37:40	06:33:48	56,13
11	SEA-MANUEL PRADO(CHALA)	0,500	05:37:40	06:36:24	58,73
12	SEA-PLATINOS(BELLA UNIÓN)	1,200	05:37:40	06:33:48	56,13

DÉCIMO: Asignar responsabilidad a la empresa SHOUGANG HIERRO PERÚ, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a la demora en la normalización del suministro en las SS.EE. Mina Justa, El hierro, Mina y San Nicolás, que se muestra a continuación.

DIRECCIÓN DE OPERACIONES V°B° Ing. ALFREDO SIFUENTES COES SINAC

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	06:39:00	07:02:00	23,00
2	MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	06:39:00	07:02:00	23,00
3	MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	06:39:00	07:02:00	23,00
4	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	06:39:00	07:02:00	23,00

DECIMOPRIMERO: Asignar responsabilidad a la empresa SHOUGESA, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a la demora en la normalización del suministro en la S.E. San Nicolás, que se muestra a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	07:25:00	07:39:00	14,00

DECIMOSEGUNDO: Asignar responsabilidad a la empresa RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, por las transgresiones a la NTCSE, en lo referente a la demora en la normalización del suministro en la S.E. San Nicolás, que se muestra a continuación.

N°	SUMINISTRO	POTENCIA (MW)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	DURACIÓN (MIN)
1	MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	07:39:00	09:40:12	121,20

DECIMOTERCERO: Incorporar el Informe Técnico COES/D/DO/SEV/IT-075-2025, como parte integrante de la presente Decisión.

Notifíquese.

ING. WILFREDO SIFUENTES ROSALES
DIRECTOR DE OPERACIONES
COES

DIRECCIÓN DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

Anexo 1

CÁLCULO PRELIMINAR DE RESARCIMIENTO

(Interrupción de Suministros)

De acuerdo con el numeral 11.2 del PR-40, se adjunta el cálculo de Resarcimiento, el cual es de carácter preliminar y que debe ser validado por las empresas afectadas y sus respectivos suministradores.

La fórmula aplicada en este caso es la N°14 de la NTCSE:

Compensaciones por Interrupciones = e. E. ENS

Dónde:

e: Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyo valor en la actualidad es **350 U$/MWh.**

E: Es el factor que toma en consideración la magnitud de los indicadores de calidad de suministro y está definido en función del Número de Interrupciones por Cliente por Semestre (N) y la Duración Total Acumulada de Interrupciones (D). **Para este cálculo preliminar se considerará un valor igual a 1.**

ENS: Es la energía teóricamente no suministrada a un cliente. **Para este cálculo preliminar se considerará como la multiplicación de la potencia suministrada en el momento en que se produjo la interrupción (MW) por la duración (tiempo en horas) individual de la interrupción.**

Luego aplicando la formula N°14, anteriormente mostrada, se obtiene:

<u>Evento de las 01:26 h</u>

<u>Cuadro 1:</u>
Resarcimiento por interrupción de suministro TRANSMANTARO = 350 x 1 x 1362,466x 83,302%
Compensaciones por interrupción de suministro TRANSMANTARO = 397 236,50 U$

Resarcimiento por interrupción de suministro ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 350 x 1 x 1362,466x x 16,697 %
Compensaciones por interrupción de suministro ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 79 621,83 U$

<u>Cuadro 2:</u>
Resarcimiento por interrupción de suministro ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 350 x 1 x 22,420
Compensaciones por interrupción de suministro ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 7847,00 U$

<u>Cuadro 3:</u>
Resarcimiento por demoras en la normalización del suministro interrumpido RED DE ENERGÍA DEL PERÚ = 350 x 1 x 2,925

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

Compensaciones por demoras en la normalización del suministro interrumpido RED DE ENERGÍA DEL PERÚ = 1 023,75 U$

Cuadro 4:

Resarcimiento por demoras en la normalización del suministro interrumpido TRANSMANTARO = 350 x 1 x 190,520

Compensaciones por demoras en la normalización del suministro interrumpido TRANSMANTARO = 66 682,00 U$

Cuadro 5:

Resarcimiento por interrupción de suministro EGESUR = 350 x 1 x 1,402

Compensaciones por interrupción de suministro EGESUR = 490,70 U$

Evento de las 05:37 h

Cuadro 6:

Resarcimiento por interrupción de suministro ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 350 x 1 x 164,727

Compensaciones por interrupción de suministro ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 57 654,45 U$

Cuadro 7:

Resarcimiento por demoras en la normalización del suministro interrumpido SHOUGANG HIERRO PERÚ = 350 x 1 x 35,232

Compensaciones por demoras en la normalización del suministro interrumpido SHOUGANG HIERRO PERÚ = 12 331,20 U$

Cuadro 8:

Resarcimiento por demoras en la normalización del suministro interrumpido SHOUGESA = 350 x 1 x 8,486

Compensaciones por demoras en la normalización del suministro interrumpido SHOUGESA = 2970,10 U$

Cuadro 9:

Resarcimiento por demoras en la normalización del suministro interrumpido RED DE ENERGÍA DEL PERÚ = 350 x 1 x 73,467

Compensaciones por demoras en la normalización del suministro interrumpido RED DE ENERGÍA DEL PERÚ = 25 713,45 U$

Evento de las 01:26 h

Cuadro N° 1: Interrupciones de Suministro Producidas en el evento de las 01:26 h (TRANSMANTARO y ATS)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
APA-PLANTA ETANOL(CASA FUERZA)	6,500	01:21:00	01:52:00	31,00	0,517	3,358
CALCESUR-CARACOTO(AD-302)	4,560	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	6,337
		03:07:04	03:12:00	4,93	0,082	0,375
ELS-TACNA(TACNA)	19,240	01:27:00	03:09:00	102,00	1,700	32,708
ELS-TOMASIRI(TOMASIRI)	0,800	01:27:00	03:07:00	100,00	1,667	1,333
ARU-PUNO	0,437	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	0,607
		03:10:00	03:13:00	3,00	0,050	0,022
HUD-CONSTANCIA	84,130	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	137,763
		04:12:13	04:31:45	19,53	0,326	27,389
MXT-ANTAPACCAY(H05 Molino sag)	22,180	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	36,320
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	6,574
MXT-ANTAPACCAY(H17 Molino Bolas 1)	16,960	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	27,772
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	5,027
MXT-ANTAPACCAY(H14 Molino Bolas 2)	16,520	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	27,052
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	4,896
MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Mina Palas.)	11,250	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	18,422
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	3,334
MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Drenaje)	3,900	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	6,386
		04:12:13	04:27:45	15,53	0,259	1,010
MXT-ANTAPACCAY(Chancado Primario)	0,710	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	1,163
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	0,210
MXT-ANTAPACCAY(Faja Overland)	6,660	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	10,906
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	1,974
MXT-ANTAPACCAY(Flotación)	9,530	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	15,605
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	2,825
MXT-ANTAPACCAY(Espesador de concentrado)	0,180	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	0,295
		04:12:13	04:30:00	17,78	0,296	0,053
MXT-ANTAPACCAY(Espesador de relave y agua recuperadas)	3,260	01:28:45	03:07:00	98,25	1,638	5,338
		04:12:13	04:27:45	15,53	0,259	0,844
MXT-TINTAYA(Campamentos)	1,600	01:28:45	02:52:45	84,00	1,400	2,240
MXT-TINTAYA(Rio Salado)	0,030	01:28:45	03:06:45	98,00	1,633	0,049
MXT-TINTAYA(Chabuca Sur)	1,720	01:28:45	02:50:45	82,00	1,367	2,351

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
MXT-TINTAYA(Mina)	1,410	01:28:45	02:50:45	82,00	1,367	1,927
MXT-TINTAYA(Oxidos 1)	2,740	01:28:45	03:03:45	95,00	1,583	4,338
MXT-TINTAYA(Oxidos 2)	2,660	01:28:45	03:03:45	95,00	1,583	4,212
MXT-TINTAYA(PS1)	1,350	01:28:45	03:15:45	107,00	1,783	2,408
MXT-TINTAYA(Chancado Secundario)	2,230	01:28:45	03:46:45	138,00	2,300	5,129
MXT-TINTAYA(Molino 1)	4,960	01:28:45	05:01:45	213,00	3,550	17,608
MXT-TINTAYA(Molino 2)	3,750	01:28:45	04:19:45	171,00	2,850	10,688
MXT-TINTAYA(Molino 3)	3,260	01:28:45	05:48:45	260,00	4,333	14,127
MXT-TINTAYA(Molino 4)	0,300	01:28:45	04:15:45	167,00	2,783	0,835
MXT-TINTAYA(Faja Overland Tintaya)	0,500	01:28:45	07:26:45	358,00	5,967	2,983
ESE-CHAHUARES(CH-01/CH-02)	0,987	01:27:00	02:16:00	49,00	0,817	0,806
ESE-KITENI(KI-01)	0,578	01:27:00	02:16:00	49,00	0,817	0,472
ESE-KITENI(KI-02)						
ESE-COMBAPATA(CO-01)	1,592	01:27:01	02:36:01	69,00	1,150	1,831
ESE-COMBAPATA(CO-02)						
ESE-COMBAPATA(CO-03)						
ESE-COMBAPATA(CO-04)						
ESE-COMBAPATA(CO-05)						
ESE-SICUANI(SI-01)	1,004	01:27:01	02:35:01	68,00	1,133	1,138
ESE-SICUANI(SI-02)						
ESE-SICUANI(SI-03)						
ESE-SICUANI(SI-05)						
ESE-LLUSCO(LL-01)	3,336	01:27:01	02:40:01	73,00	1,217	4,059
ESE-LLUSCO(LL-02)						
ESE-LLUSCO(LL-03)						
SOU-BOTIFLACA	51,200	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	50,347
SOU-SATÉLITE	7,100	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	6,982
SOU-MILLSITE	19,600	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	19,273
SOU-QUEBRADA HONDA	6,600	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	6,490
SOU-PLAZA	55,400	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	54,477
SOU-LIXIVIACIÓN	22,900	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	22,518
SOU-FUNDICIÓN	29,500	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	29,008
SOU-REFINERÍA	1,200	01:27:00	02:26:00	59,00	0,983	1,180
MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 1_C2)	21,600	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	33,096
MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 4_C2)	21,300	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	32,636
MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 5_C2)	21,400	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	32,790

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
MCV-SAN LUIS(Molino de Bolas 6_C2)	21,200	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	32,483
MCV-SAN LUIS(HPGR 16_C2)	5,000	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	7,661
MCV-SAN LUIS(HPGR 17_C2)	5,000	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	7,661
MCV-SAN LUIS(HPGR 18_C2)	4,200	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	6,435
MCV-SAN LUIS(HPGR 27_C2)	5,100	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	7,814
MCV-SAN LUIS(Cargas asociadas_C2)	122,100	01:27:00	02:58:56	91,93	1,532	187,084
BAM-LAS BAMBAS	7,500	01:27:04	02:13:04	46,00	0,767	5,750
SEA-HUANCARAMA(ORCOPAMPA)	0,530	01:26:57	03:28:52	121,92	2,032	1,077
SEA-COTAHUASI(COTAHUASI)	0,250	01:26:57	03:28:52	121,92	2,032	0,508
SEA-COTAHUASI(PUYCA)	0,090	01:26:57	03:28:52	121,92	2,032	0,183
SEA-CAMANA(SAN GREGORIO)	1,150	01:27:01	03:29:16	122,25	2,038	2,343
SEA-CAMANA(9 DE NOVIEMBRE)	0,820	01:27:01	03:29:34	122,55	2,043	1,675
SEA-CAMANA(COSTANERA)	0,320	01:27:01	03:29:51	122,83	2,047	0,655
SEA-CAMANA(JAHUAY)	0,170	01:27:01	03:29:44	122,72	2,045	0,348
SEA-OCOÑA(RIO GRANDE)	2,090	01:27:01	03:30:08	123,12	2,052	4,289
SEA-OCOÑA(CERRO DE ARENA)	0,070	01:27:01	03:30:08	123,12	2,052	0,144
SEA-OCOÑA(OCOÑA)	0,230	01:27:01	03:30:08	123,12	2,052	0,472
SEA-CARAVELI(CARAVELI)	0,160	01:27:01	03:30:08	123,12	2,052	0,328
SEA-CARAVELI(CHUÑUÑO)	0,070	01:27:01	03:30:08	123,12	2,052	0,144
QLL-PAPUJUNE	97,000	01:27:00	02:15:00	48,00	0,800	77,600
EPU-ILAVE(1004)	0,140	01:27:00	02:57:09	90,15	1,503	0,210
EPU-POMATA(2001)	0,030	01:27:00	02:56:07	89,12	1,485	0,045
EPU-POMATA(2005)	0,360	01:27:00	02:56:34	89,57	1,493	0,537
EPU-PUNO(0101)	1,070	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	1,487
		03:23:50	03:25:07	1,28	0,021	0,000
EPU-PUNO(0105)	1,590	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	2,210
		03:23:50	03:25:19	1,48	0,025	0,000
EPU-PUNO(0106)	0,550	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	0,764
		03:23:50	03:25:22	1,53	0,026	0,000
EPU-PUNO(0102)	0,770	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	1,070
		03:23:50	03:25:09	1,32	0,022	0,000
EPU-PUNO(0103)	0,850	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	1,181
		03:23:50	03:25:14	1,40	0,023	0,000
EPU-PUNO(0104)	0,160	01:27:00	02:50:23	83,38	1,390	0,222
		03:23:50	03:25:17	1,45	0,024	0,000
EPU-PUNO(0201)	0,950	01:27:00	03:03:54	96,90	1,615	1,534

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
EPU-PUNO(0202)	1,140	01:27:00	03:04:30	97,50	1,625	1,853
EPU-JULIACA(5004)	0,980	01:27:00	02:41:51	74,85	1,248	1,223
EPU-JULIACA(5005)	0,920	01:27:00	02:41:32	74,53	1,242	1,143
EPU-JULIACA(5006)	1,000	01:27:00	02:41:14	74,23	1,237	1,237
EPU-JULIACA(5008)	0,720	01:27:00	02:40:42	73,70	1,228	0,884
EPU-JULIACA(5009)	1,100	01:27:00	02:40:24	73,40	1,223	1,346
EPU-JULIACA(5010)	0,450	01:27:00	02:40:11	73,18	1,220	0,549
EPU-JULIACA(5007)	0,850	01:27:00	02:40:58	73,97	1,233	1,048
EPU-JULIACA(5021)	0,670	01:27:00	02:39:54	72,90	1,215	0,814
EPU-JULIACA(5022)	0,560	01:27:00	02:39:57	72,95	1,216	0,681
EPU-JULIACA(5023)	0,020	01:27:00	02:39:59	72,98	1,216	0,024
EPU-JULIACA(5024)	1,680	01:27:00	02:40:04	73,07	1,218	2,046
EPU-JULIACA(5025)	0,160	01:27:00	02:40:09	73,15	1,219	0,195
EPU-ANANEA(3001)	0,130	01:26:11	02:33:00	66,82	1,114	0,145
EPU-ANANEA(3005)	2,910	01:26:11	02:33:00	66,82	1,114	3,241
EPU-SANDIA(7501)	0,600	01:26:11	02:33:00	66,82	1,114	0,668
EPU-SANDIA(7502)	0,220	01:26:11	02:33:00	66,82	1,114	0,245
CMB-CHIPMO	6,800	01:26:57	03:29:12	122,25	2,038	13,855
CMB-HUANCARAMA	2,525	01:26:57	03:24:54	117,95	1,966	4,964
GLRR-FÁBRICA DE ENVASES	0,620	01:26:58	01:57:00	30,03	0,501	0,310
EPU-ILAVE(1001)	0,040	01:26:57	02:56:51	89,90	1,498	0,060
EPU-ILAVE(1002)	1,030	01:26:57	02:56:56	89,98	1,500	1,545
EPU-ILAVE(1003)	0,250	01:26:57	02:57:01	90,07	1,501	0,375
EPU-POMATA(2002)	0,100	01:26:57	02:56:06	89,15	1,486	0,149
EPU-POMATA(2003)	0,770	01:26:57	02:56:08	89,18	1,486	1,145
EPU-POMATA(2004)	0,460	01:26:57	02:56:10	89,22	1,487	0,684
MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 15_C2)	4,200	01:26:57	02:57:57	91,00	1,517	6,370
MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 25_C2)	4,200	01:26:57	02:57:57	91,00	1,517	6,370
MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 26_C2)	4,900	01:26:57	02:57:57	91,00	1,517	7,432
MCV-SAN CARLOS_SALA 11(HPGR 28_C2)	4,800	01:26:57	02:57:57	91,00	1,517	7,280
MCV-SAN LUIS_SALA 65(MOLINO DE BOLAS 2_C2)	20,700	01:26:57	02:57:57	91,00	1,517	31,395
MCV-SAN LUIS_SALA 65(MOLINO DE BOLAS 3_C2)	20,900	01:26:57	02:57:57	91,00	1,517	31,698
MSR-SE N°01-PUCAMARCA(CAMPAMENTO PUCAMARCA)	0,150	01:26:57	03:12:01	105,07	1,751	0,263
MSR-SE N°04-PUCAMARCA(HEATER 01A)	0,300	01:26:57	03:12:01	105,07	1,751	0,525
MSR-SE N°04-PUCAMARCA(HEATER 01B)	0,300	01:26:57	03:12:01	105,07	1,751	0,525
QLL-CHANCADORA PRIMARIA(CHANCADORA PRIMARIA 02)	1,510	01:26:57	02:17:57	51,00	0,850	1,284

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
QLL-CPF(CPF)	1,220	01:26:57	02:36:57	70,00	1,167	1,423	
QLL-ESTACION DREN(ESTACION DREN)	1,000	01:26:57	02:15:57	49,00	0,817	0,817	
QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 1)	1,370	01:26:57	02:16:57	50,00	0,833	1,142	
QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 2)	1,360	01:26:57	02:16:57	50,00	0,833	1,133	
QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 3)	1,340	01:26:57	02:16:57	50,00	0,833	1,117	
QLL-FLOTACION(FLOTACION AGITADOR ROUGHER FILA 4)	1,370	01:26:57	02:17:57	51,00	0,850	1,165	
QLL-INTERMEDIA(INTERMEDIA)	2,860	01:26:57	02:14:57	48,00	0,800	2,288	
QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE CAMPAMENTO)	1,150	01:26:57	02:14:57	48,00	0,800	0,920	
QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE CONVEYOR OVERLAND)	8,000	01:26:57	02:14:57	48,00	0,800	6,400	
QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE LOOP MINA 01)	4,850	01:26:57	02:14:57	48,00	0,800	3,880	
QLL-PAPUJUNE(PAPUJUNE LOOP MINA 02)	2,360	01:26:57	02:14:57	48,00	0,800	1,888	
QLL-REMOLIENDA(REMOLIENDA 1)	3,980	01:26:57	02:26:57	60,00	1,000	3,980	
QLL-TITIRE(TITIRE)	3,820	01:26:57	02:53:00	86,05	1,434	5,479	
QLL-TORRES 1(TORRES 1)	2,350	01:26:57	02:15:57	49,00	0,817	1,919	
QLL-TORRES 2(TORRES 2)	3,170	01:26:57	02:14:57	48,00	0,800	2,536	
QLL-VIZCACHA(VIZCACHA)	4,570	01:26:57	02:53:00	86,05	1,434	6,554	
SOU-BOTIFLACA(01_MOL_FEEDER301)	6,200	01:26:57	02:30:57	64,00	1,067	6,613	
SOU-BOTIFLACA(01_MOL_FEEDER302)	6,200	01:26:57	02:29:57	63,00	1,050	6,510	
SOU-BOTIFLACA(02_MOL_FEEDER201)	4,700	01:26:57	02:26:57	60,00	1,000	4,700	
SOU-BOTIFLACA(CAMP_CUAJONE)	1,000	01:26:57	02:35:57	69,00	1,150	1,150	
SOU-CUAJONE(MINA_CUAJONE_02)	6,800	01:26:57	02:25:57	59,00	0,983	6,687	
SOU-MILL_SITE(04_MOL_ACBA14)	2,400	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	2,922	
SOU-MILL_SITE(04_MOL_ACBA19)	2,700	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	3,287	
SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA01)	3,400	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	4,140	
SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA03)	3,700	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	4,505	
SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA06)	3,000	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	3,653	
SOU-MILL_SITE(06_MOL_ACBA11)	3,300	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	4,018	
SOU-MILL_SITE(CAMP_PLAZA_TOQ)	1,000	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	1,218	
SOU-MILL_SITE(MOL_FULLER_VCBA40)	6,700	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	8,157	
SOU-PLAZA(CHANC_PRIM_2100-PMT)	2,900	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	3,531	
SOU-PLAZA(CHANC_SEC_2400-2)	3,100	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	3,774	
SOU-PLAZA(CHANC_TER_2500-1)	3,500	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	4,261	
SOU-PUSH_BACK(PUSH_BACK_01)	9,300	01:26:57	02:40:00	73,05	1,218	11,323	
TOTAL(MW)--->	**981,479**				**ENSF--->**	**1362,466**	**MWH**

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

Cuadro N° 2: Interrupciones de Suministro producidas Interrupciones de Suministro en la S.E. Mina Justa Producidas en el evento de las 01:26 h (ATS)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
MCB-MINA JUSTA	49.700	01:26:58	01:54:02	27.07	0.451	22.420	
TOTAL(MW)--->	**49,700**				**ENSF--->**	**22,420**	**MWH**

Cuadro N° 3: Interrupciones de Suministro producidas por la demora en la normalización del suministro en las SS.EE. Bellavista y Tukari (RED DE ENERGÍA DEL PERÚ)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
EPU-PUNO(0101)	1.070	02:50:23	03:23:50	33.45	0.558	0.597	
EPU-PUNO(0105)	1.590	02:50:23	03:23:50	33.45	0.558	0.886	
EPU-PUNO(0106)	0.550	02:50:23	03:23:50	33.45	0.558	0.307	
EPU-PUNO(0102)	0.770	02:50:23	03:23:50	33.45	0.558	0.429	
EPU-PUNO(0103)	0.850	02:50:23	03:23:50	33.45	0.558	0.474	
EPU-PUNO(0104)	0.160	02:50:23	03:23:50	33.45	0.558	0.089	
ARU-PUNO	0.437	02:50:23	03:10:00	19.62	0.327	0.143	
TOTAL(MW)--->	**5,427**				**ENSF--->**	**2,925**	**MWH**

Cuadro N° 4: Interrupciones de Suministro producidas por la demora en la normalización del suministro en las SS.EE. Antapacay, Constancia y Tintaya Nueva por indisponibilidad del SVC de la S.E. Socabaya (TRANSMANTARO)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
HUD-CONSTANCIA	84.130	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	91.445
MXT-ANTAPACCAY(H05 Molino sag)	22.180	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	24.108
MXT-ANTAPACCAY(H17 Molino Bolas 1)	16.960	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	18.435
MXT-ANTAPACCAY(H14 Molino Bolas 2)	16.520	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	17.956
MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Mina Palas.)	11.250	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	12.228
MXT-ANTAPACCAY(Operaciones Drenaje)	3.900	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	4.239
MXT-ANTAPACCAY(Chancado Primario)	0.710	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	0.772
MXT-ANTAPACCAY(Faja Overland)	6.660	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	7.239
MXT-ANTAPACCAY(Flotación)	9.530	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	10.359
MXT-ANTAPACCAY(Espesador de concentrado)	0.180	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	0.196
MXT-ANTAPACCAY(Espesador de relave y agua recuperadas)	3.260	03:07:00	04:12:13	65.22	1.087	3.543

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
TOTAL(MW)--->	**175,280**				**ENSF--->**	**190,520**	**MWH**

Cuadro N° 5: Interrupciones de Suministro Producidas por colapso del subsistema eléctrico C.H Aricota 1.

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
ELS-ILABAYA(ILABAYA)	0,110	01:56:42	03:46:42	110,00	1,833	0,202	
ELS-CURIBAYA(CURIBAYA)	0,030	01:56:42	04:14:42	138,00	2,300	0,069	
ELS-SARITA(SARITA)	0,700	01:56:42	03:33:42	97,00	1,617	1,132	
TOTAL(MW)--->	**0,840**				**ENSF--->**	**1,402**	**MWH**

Evento de las 05:37 h

Cuadro N° 6: Interrupciones de Suministro Producidas en el evento de las 05:37 h (ATS)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44,220	05:37:34	06:39:00	61,43	1,024	45,276
		07:02:00	07:54:01	52,02	0,867	38,336
MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4,640	05:37:40	06:39:00	61,33	1,022	4,743
		07:02:00	07:27:00	25,00	0,417	1,933
MSH-JAHUAY(BARRA 10 KV)	0,120	05:37:40	06:30:40	53,00	0,883	0,106
MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6,680	05:37:40	06:39:00	61,33	1,022	6,828
		07:02:00	07:30:40	28,67	0,478	3,192
MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13,8 KV))	36,370	05:37:40	06:39:00	61,33	1,022	37,178
		07:02:00	07:25:00	23,00	0,383	13,942
		09:40:12	09:45:40	5,47	0,091	3,314
SEA-ACARI(BELLA UNIÓN)	1,500	05:37:40	06:33:48	56,13	0,936	1,403
SEA-AGUA SALADA(CHALA)	2,740	05:37:40	06:36:24	58,73	0,979	2,682
SEA-BELLAVISTA(CHALA)	0,430	05:37:40	06:36:24	58,73	0,979	0,421
SEA-CHALA VIEJO(CHALA)	3,650	05:37:40	06:36:24	58,73	0,979	3,573
SEA-CHALA(BELLA UNIÓN)	0,200	05:37:40	06:33:48	56,13	0,936	0,187
SEA-MANUEL PRADO(CHALA)	0,500	05:37:40	06:36:24	58,73	0,979	0,489

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
SEA-PLATINOS(BELLA UNIÓN)	1,200	05:37:40	06:33:48	56,13	0,936	1,123	
TOTAL(MW)--->	**102,250**				**ENSF--->**	**164,727**	**MWH**

Cuadro N° 7: Interrupciones de Suministro producidas por las demoras en la normalización en las SS.EE. Mina Justa, El hierro, Mina y San Nicolás (SHOUGANG HIERRO PERÚ)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
MCB-MINA JUSTA(MINA JUSTA)	44.220	06:39:00	07:02:00	23.00	0.383	16.951	
MSH-EL HIERRO(BARRA 220 KV)	4.640	06:39:00	07:02:00	23.00	0.383	1.779	
MSH-MINA(BARRA 60 KV)	6.680	06:39:00	07:02:00	23.00	0.383	2.561	
MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13.8 KV))	36.370	06:39:00	07:02:00	23.00	0.383	13.942	
TOTAL(MW)--->	**91,910**				**ENSF--->**	**35,232**	**MWH**

Cuadro N° 8: Interrupciones de Suministro producidas por las demoras en la normalización en la S.E. San Nicolás (SHOUGESA)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13.8 KV))	36.370	07:25:00	07:39:00	14.00	0.233	8.486	
TOTAL(MW)--->	**36,370**				**ENSF--->**	**8,486**	**MWH**

Cuadro N° 9: Interrupciones de Suministro producidas por las demoras en la normalización en la S.E. San Nicolás (RED DE ENERGÍA DEL PERÚ)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
MSH-SAN NICOLAS(BARRA 1, 2, 3 (13.8 KV))	36.370	07:39:00	09:40:12	121.20	2.020	73.467	
TOTAL(MW)--->	**36,370**				**ENSF--->**	**73,467**	**MWH**

Anexo 2

CÁLCULO PRELIMINAR DE RESARCIMIENTO

(Interrupción por Rechazo Automático de Carga)

De acuerdo con el numeral 11.2 del PR-40, se adjunta el cálculo de Resarcimiento, el cual es de carácter preliminar y que debe ser validado por las empresas afectadas y sus respectivos suministradores.

La fórmula aplicada en este caso es la N°16-C de la NTCSE:

Compensaciones por Rechazos de Carga = e. Ef. ENSf

Dónde:

e: Es la compensación unitaria por incumplimiento en la Calidad de Suministro, cuyo valor en la actualidad es **350 U$/MWh.**

Ef: Es Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión (NRCF) y la Duración Total (expresada en horas) de Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión (DRCF). **Para este cálculo preliminar se considerará un valor igual a 1, el cual se actualizará con la información definitiva al concluir el semestre.**

ENSf: Es la energía teóricamente no suministrada, durante el semestre, por la línea o alimentador determinado, por causa de las interrupciones por Rechazo de carga por Mínima Frecuencia y/o Mínima Tensión. **Para este cálculo preliminar se considerará como la multiplicación de la potencia suministrada en el momento en que se produjo la interrupción por rechazo de carga (MW) por la duración (tiempo en horas) individual de la interrupción por rechazo de carga.** Esto debido a que no se ha concluido con el semestre.

Luego aplicando la formula N°16-C, anteriormente mostrada, se obtiene:

<u>Para el evento de las 01:26 h</u>

<u>Cuadro 1:</u>
Resarcimiento por interrupción de suministro por Rechazo Automático de Carga TRANSMANTARO = 350 x 1 x 116,699 x 83,302%
Resarcimiento por interrupción de suministro por Rechazo Automático de Carga TRANSMANTARO = 34 024,41 U$

Resarcimiento por interrupción de suministro por Rechazo Automático de Carga ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 350 x 1 x 116,699 x 16,697%
Resarcimiento por interrupción de suministro por Rechazo Automático de Carga ATLÁNTICA TRANSMISIÓN SUR = 6 819,83 U$

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

Cuadro N° 1: Interrupciones de Suministro Producidas por Rechazo Automático de Carga en el evento de las 01:26 h (TRANSMANTARO y ATS)

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
ARE-QUELLOPATA(CAMPAMENTO)	1,100	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	1,998
ARE-QUELLOPATA(CHANCADORA Y AGUA FRESCA)	0,710	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	1,290
ARE-QUELLOPATA(CIRCUITO MINA I)	1,200	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	2,180
ARE-QUELLOPATA(DETOXIFICACION; RELAVE Y PLANTA DE OXIGENO)	1,900	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	3,452
ARE-QUELLOPATA(ESTACION DE SUBDRENAJE Y BOOSTER)	0,320	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	0,581
ARE-QUELLOPATA(LINEA EN PASTA - LABORATORIO)	0,630	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	1,145
ARE-QUELLOPATA(MERRIL CROWE Y PLANTA DORE)	0,700	01:26:57	03:15:57	109,00	1,817	1,272
CCS-S.E. METRO CERRO COLORADO(ITM-G-380V)	0,303	01:26:57	05:00:57	214,00	3,567	1,081
EPU-ANANEA(3002)	0,600	01:26:57	02:33:46	66,82	1,114	0,668
EPU-ANANEA(3003)	4,470	01:26:57	02:33:46	66,82	1,114	4,978
EPU-ANANEA(3004)	1,960	01:26:57	02:32:46	65,82	1,097	2,150
EPU-ANTAUTA(9002)	0,520	01:26:57	02:30:46	63,82	1,064	0,553
EPU-AYAVIRI(6005)	0,800	01:26:57	02:36:01	69,07	1,151	0,921
EPU-HUANCANE(4001)	0,270	01:26:57	02:35:46	68,82	1,147	0,310
EPU-HUANCANE(4002)	0,230	01:26:57	02:35:46	68,82	1,147	0,264
EPU-HUANCANE(4003)	0,390	01:26:57	02:35:46	68,82	1,147	0,447
ESE-ANDAHUAYLAS(AN05)	0,957	01:26:57	02:07:57	41,00	0,683	0,654
ESE-ANDAHUAYLAS(AN06)	0,253	01:26:57	02:07:57	41,00	0,683	0,173
ESE-CHACAPUENTE(CP01)	0,208	01:26:57	02:07:57	41,00	0,683	0,142
ESE-CHACAPUENTE(CP02)	0,408	01:26:57	02:07:57	41,00	0,683	0,279
ESE-HUARO(HU04)	0,465	01:26:57	02:09:57	43,00	0,717	0,333
ESE-MAZUKO(MZ01)	0,767	01:26:57	02:09:57	43,00	0,717	0,550
ESE-MAZUKO(MZ02)	0,772	01:26:57	02:09:57	43,00	0,717	0,553
ESE-TINTAYA(TI01)	3,224	01:26:57	02:08:57	42,00	0,700	2,257
GPT-SUBESTACION ELÉCTRICA B(CHILLER N° 1)	0,315	01:26:57	05:00:57	214,00	3,567	1,124
GPT-SUBESTACION ELÉCTRICA B(CHILLER N° 2)	0,315	01:26:57	05:00:57	214,00	3,567	1,124
LRJ-SS.EE. 440V-380V(CHILLER)	0,155	01:26:57	02:33:00	66,05	1,101	0,171
MAV-SUBESTACION A - MAQP(SEA_TGE)	0,040	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,183
MAV-SUBESTACION B - MAQP(SEB_TGAA)	0,080	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,365
MAV-SUBESTACION B - MAQP(SEB_TGE)	0,040	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,183
MAV-SUBESTACION B - MAQP(TIENDA H&M)	0,110	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,502
MAV-SUBESTACION C - MASA(EQUIPOS CHILLER 400-500)	0,200	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,913
MAV-SUBESTACION D - MAQP(SED_TGN)	0,100	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,457

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)
MAV-SUBESTACION D - MASA(EQUIPO CHILLER 460X2)	0,130	01:26:57	06:00:57	274,00	4,567	0,594
MCV-HIDROMETALURGIA_PDC1(RECTIFICADOR_A3_HIDRO)	1,200	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	0,800
MCV-HIDROMETALURGIA_PDC3(RECTIFICADOR_A2_HIDRO)	1,200	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	0,800
MCV-HIDROMETALURGIA_PDC3(RECTIFICADOR_B1_HIDRO)	1,100	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	0,733
MCV-HIDROMETALURGIA_PDC3(RECTIFICADOR_B2_HIDRO)	1,100	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	0,733
MCV-SULFUROS_SALA 1(MOLINO DE BOLAS 3_C1)	12,600	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	8,400
MCV-SULFUROS_SALA 1(MOLINO DE BOLAS 4_C1)	12,300	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	8,200
MCV-SULFUROS_SALA 1(RELAVES_C1)	11,500	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	7,667
MCV-SULFUROS_SALA 2(HPGR 31_C1)	4,100	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	2,733
MCV-SULFUROS_SALA 2(HPGR 32_C1)	4,100	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	2,733
MCV-SULFUROS_SALA 2(HPGR 34_C1)	4,300	01:26:57	02:06:57	40,00	0,667	2,867
MOL-SUB ESTACIÓN 900 LJY(K05)	1,300	01:26:57	02:20:57	54,00	0,900	1,170
MSR-CASA FUERZA-SAN RAFAEL(COMPRESORES)	0,750	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	1,013
MSR-CASA FUERZA-SAN RAFAEL(HOTEL EMPLEADOS;COMEDOR OBREROS ;VIVIENDAS AESA LIDERMAN)	0,520	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	0,702
MSR-CASA FUERZA-SAN RAFAEL(PLANTA DE CHANCADO PRIMARIO ; SECUNDARIO)	0,670	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	0,905
MSR-PLANTA B2-SAN RAFAEL(SALA ELECTRICA N°1 DE PLANTA B2 CELDA ISAMILL)	2,730	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	3,688
MSR-PLANTA CONCENTRADORA-SAN RAFAEL(SALIDA N° 2 TRANSFORMADOR N° 1)	1,240	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	1,675
MSR-PLANTA CONCENTRADORA-SAN RAFAEL(SALIDA N° 3 TRANSFORMADOR N° 2 VERTICAL)	1,080	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	1,459
MSR-PLANTA CONCENTRADORA-SAN RAFAEL(SALIDA N° 4 TRANSFORMADOR N° 3)	1,700	01:26:57	02:48:00	81,05	1,351	2,296
SEA-ALTO CAYMA(1701)	0,800	01:26:57	02:59:17	92,33	1,539	1,231
SEA-CHALLAPAMPA(708)	0,170	01:26:57	02:59:03	92,10	1,535	0,261
SEA-CHILINA(302)	0,910	01:26:57	02:58:47	91,83	1,531	1,393
SEA-CHILINA(303)	0,740	01:26:57	02:58:21	91,40	1,523	1,127
SEA-CHILINA(304)	0,720	01:26:57	02:58:43	91,77	1,529	1,101
SEA-CHILINA(305)	1,440	01:26:57	02:58:25	91,47	1,524	2,195
SEA-CHILINA(306)	0,490	01:26:57	02:58:35	91,63	1,527	0,748
SEA-COCACHACRA(3902)	0,380	01:26:57	03:02:31	95,57	1,593	0,605
SEA-CONO NORTE(808)	0,530	01:26:57	02:59:18	92,35	1,539	0,816
SEA-CORIRE(8101)	0,730	01:26:57	03:03:08	96,18	1,603	1,170
SEA-GOYENECHE(2001)	1,690	01:26:57	03:01:43	94,77	1,579	2,669
SEA-GOYENECHE(2002)	1,680	01:26:57	03:01:40	94,72	1,579	2,652
SEA-JESUS(503)	1,070	01:26:57	02:57:30	90,55	1,509	1,615
SEA-JESUS(504)	0,840	01:26:57	02:56:55	89,97	1,499	1,260
SEA-JESUS(509)	0,470	01:26:57	02:57:06	90,15	1,503	0,706

SUMINISTROS AFECTADOS	POTENCIA INTERRUMPIDA (MW) (A)	INICIO (HH:MM:SS)	FINAL (HH:MM:SS)	TIEMPO DURACIÓN (MINUTOS)	TIEMPO DURACIÓN (HORAS) (B)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (MWH) (AXB)	
SEA-LA CURVA(3703)	0,160	01:26:57	03:01:35	94,63	1,577	0,252	
SEA-LA CURVA(3704)	0,470	01:26:57	03:01:35	94,63	1,577	0,741	
SEA-LA PAMPA(4002)	0,570	01:26:57	03:29:17	122,33	2,039	1,162	
SEA-LAMBRAMANI(1807)	0,190	01:26:57	03:00:17	93,33	1,556	0,296	
SEA-MAJES(9504)	0,440	01:26:57	03:02:59	96,03	1,601	0,704	
SEA-MOLLENDO(3102)	0,610	01:26:57	03:02:02	95,08	1,585	0,967	
SEA-PARQUE INDUSTRIAL(408)	0,860	01:26:57	02:55:55	88,97	1,483	1,275	
SEA-PARQUE INDUSTRIAL(415)	0,200	01:26:57	02:55:48	88,85	1,481	0,296	
SEA-PAUCARPATA(1203)	0,640	01:26:57	03:01:07	94,17	1,569	1,004	
SEA-PAUCARPATA(1204)	0,750	01:26:57	03:01:12	94,25	1,571	1,178	
SEA-PORONGOCHE(1410)	0,230	01:26:57	03:00:06	93,15	1,553	0,357	
SEA-SAN LUIS(901)	0,900	01:26:57	02:58:07	91,17	1,519	1,368	
SEA-SAN LUIS(902)	0,550	01:26:57	02:58:00	91,05	1,518	0,835	
SEA-SAN LUIS(903)	0,770	01:26:57	02:57:47	90,83	1,514	1,166	
SEA-SAN LUIS(904)	0,270	01:26:57	02:58:06	91,15	1,519	0,410	
SEA-SOCABAYA(611)	0,360	01:26:57	02:54:57	88,00	1,467	0,528	
SEA-SOCABAYA(612)	0,350	01:26:57	02:55:03	88,10	1,468	0,514	
SEA-SOCABAYA(612)	0,090	01:26:57	02:55:09	88,20	1,470	0,132	
SEA-TIABAYA(1902)	0,980	01:26:57	03:01:28	94,52	1,575	1,544	
TOTAL(MW)--->	**110,182**				**ENSF--->**	**116,699**	**MWH**

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC

Anexo 3

CÁLCULO PRELIMINAR DE RESARCIMIENTO

De acuerdo con el numeral 11.2 del PR-40, se adjunta el cálculo de Resarcimiento, el cual es de carácter preliminar y que debe ser validado por las empresas afectadas y sus respectivos suministradores.

a) La fórmula aplicada en este caso es la N°7 de la NTCSE:

$$\textit{Compensaciones por Variaciones Súbitas} = b'.B_m.\ P_m$$

Dónde:

b': Es la compensación unitaria, cuyo valor en la actualidad es 0,05 **U$/kW**.

B_m: Es el factor de proporcionalidad que está definido en función del Número de variaciones Súbitas de Frecuencia (N_{VSF}) que transgreden las tolerancias durante el Periodo de Medición, de acuerdo con la siguiente tabla:

N_{VSF}	B_m
1<NVSF≤3	1
3<NVSF	2+(NVSF–3)

P_m: Es la máxima potencia entre las registradas, expresada en kW, tomadas por intervalo de 15 minutos, dentro de los cuales se producen variaciones súbitas transgrediendo las tolerancias. Si por estas condiciones no es posible tener dichos registros, se tomará el correspondiente al intervalo inmediato anterior a la falla. **Para este cálculo preliminar se considerará la potencia promedio suministrada por el generador en el momento en que se produjo la mala calidad de frecuencia**.

Luego aplicando la formula N°7, anteriormente mostrada, se obtiene:

<u>Sistema aislado de la C.H. San Gabán II</u>

Resarcimiento por Variaciones Súbitas de Frecuencia SAN GABÁN = 0,05 x 12 x 21,85x1000
Compensaciones por Variaciones Súbitas de Frecuencia SAN GABÁN ***= 13110,00 U$***

<u>Sistema aislado de la C.H. Aricota 1</u>

Resarcimiento por Variaciones Súbitas de Frecuencia EGESUR = 0,05 x 18 x 0,918x1000
Compensaciones por Variaciones Súbitas de Frecuencia EGESUR ***= 826,20 U$***

DIRECCION DE OPERACIONES V°B° Ing. WILFREDO SIFUENTES COES SINAC