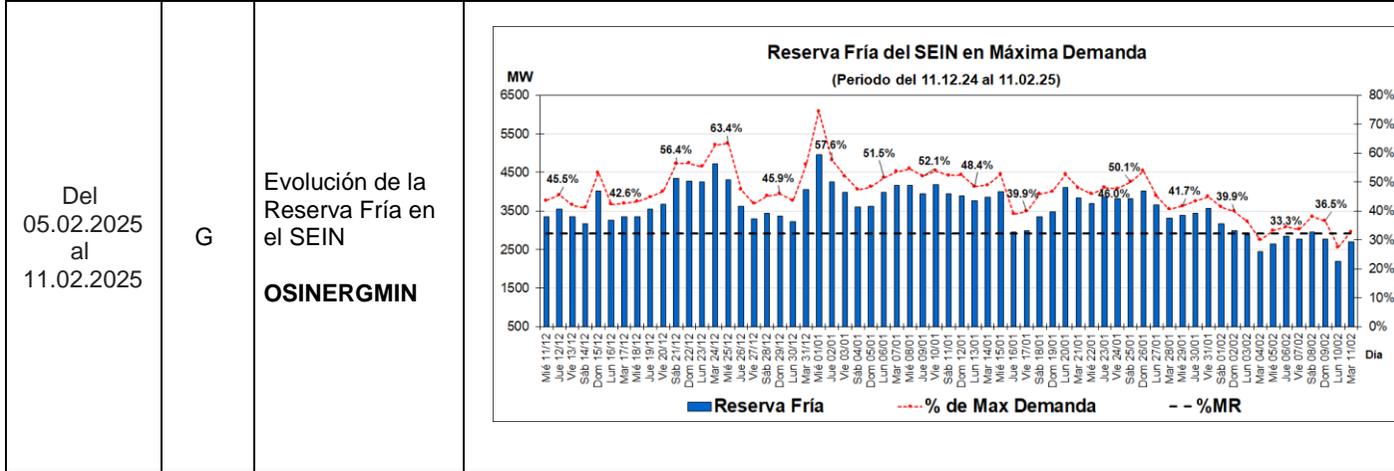
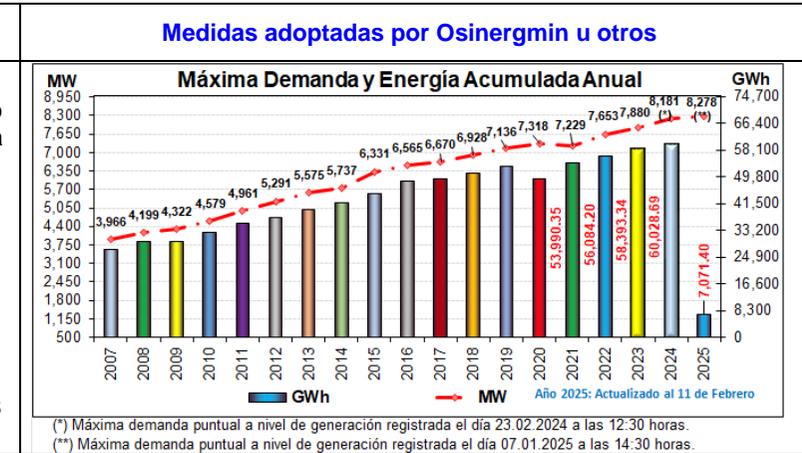


División de Supervisión de Electricidad.

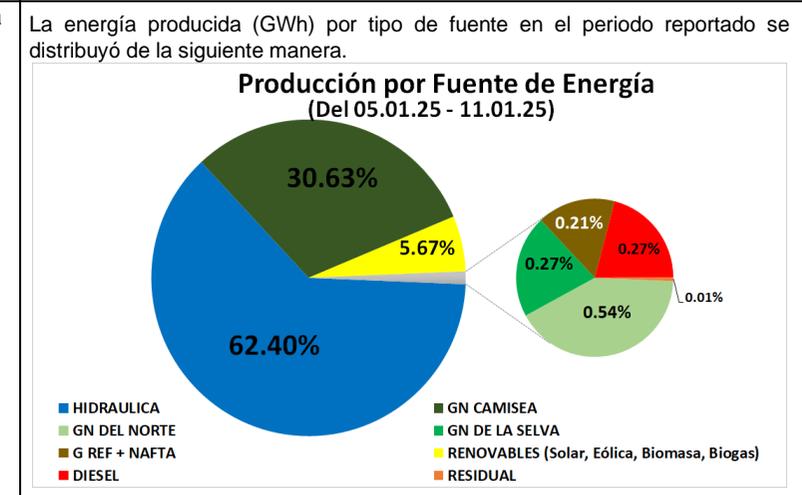
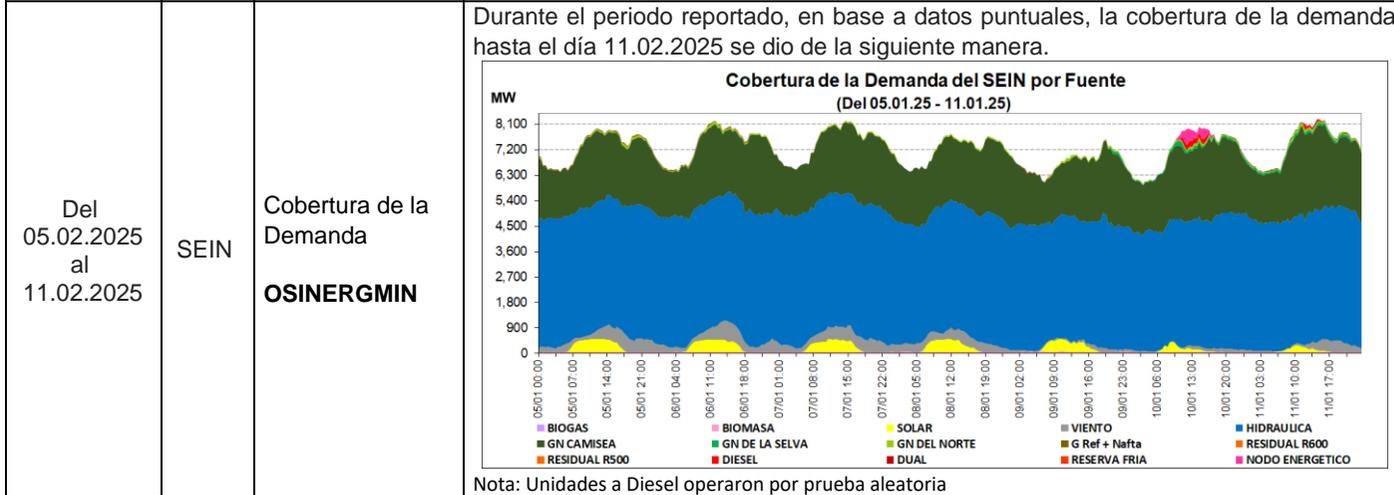
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias																				
11.02.2025	G  Máxima Demanda del SEIN  OSINERGMIN	<p>A las 15:00 h del 11.02.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>8,278.35 MW</b>, superando los <b>8,181.48 MW</b> registrada el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fría (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,289.50</td> <td>381.57</td> <td>29.6%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>5,128.21</td> <td>441.81</td> <td>8.6%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,860.64</td> <td>1,884.69</td> <td>101.3%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>8,278.4</b></td> <td><b>2,708.1</b></td> <td><b>32.7%</b></td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES</p>	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %	Norte	1,289.50	381.57	29.6%	Centro	5,128.21	441.81	8.6%	Sur	1,860.64	1,884.69	101.3%	<b>Total</b>	<b>8,278.4</b>	<b>2,708.1</b>	<b>32.7%</b>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																			
Norte	1,289.50	381.57	29.6%																			
Centro	5,128.21	441.81	8.6%																			
Sur	1,860.64	1,884.69	101.3%																			
<b>Total</b>	<b>8,278.4</b>	<b>2,708.1</b>	<b>32.7%</b>																			

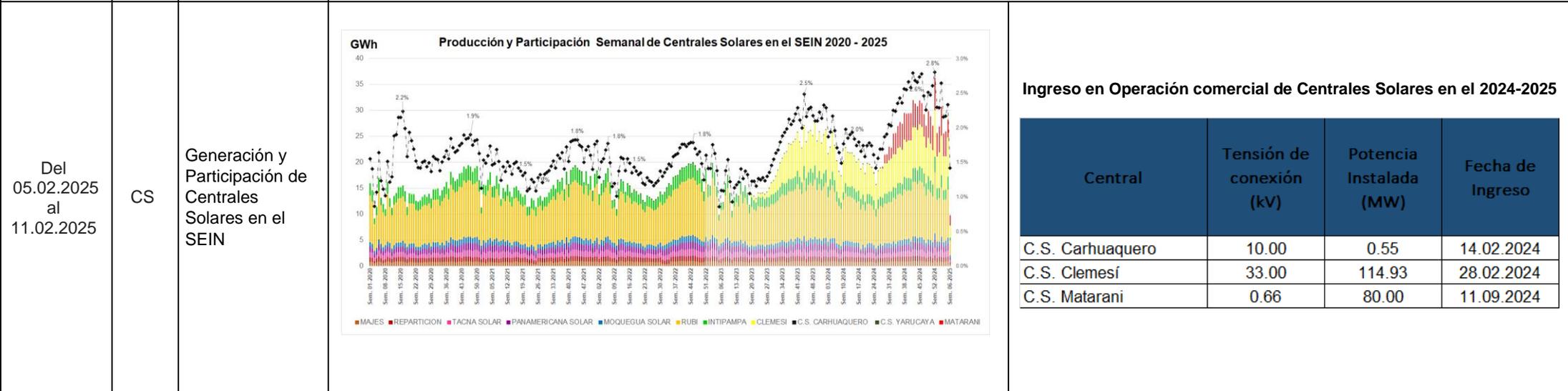
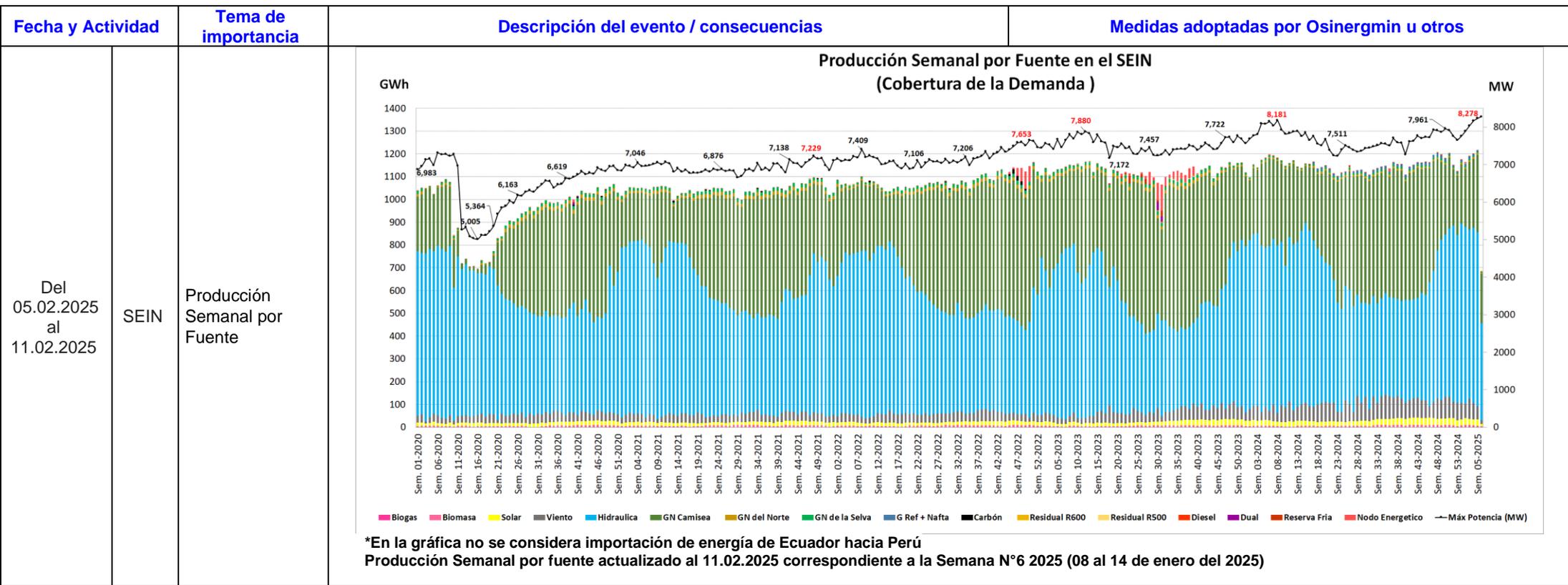


Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.

- **C.T. Chilca 1** (TG3: 190 MW; TV: 260MW): Del 05 de enero al 11 de febrero, se realizó mantenimiento preventivo de la unidad TG3 por mantenimiento mayor 109500 EOH y el mantenimiento anual a la unidad TV y sus sistemas auxiliares.
- **C.T. Eten** (Central: 225 MW): Del 05 al 07 y de 10 al 11 de febrero, se realizó mantenimiento preventivo por instalación además de pruebas de relé de mando sincronizado y cambio de aceite OLTC.
- **C.T. Santa Rosa** (TG7: 120 MW): Del 05 al 10 de febrero, se realizó mantenimiento preventivo de la unidad por mantenimiento BOP además de la certificación quinquenal de gas y por último em remplazo del AVR (Regulador Automático de Voltaje).

De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 32.3% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2024 hasta abril de 2025.





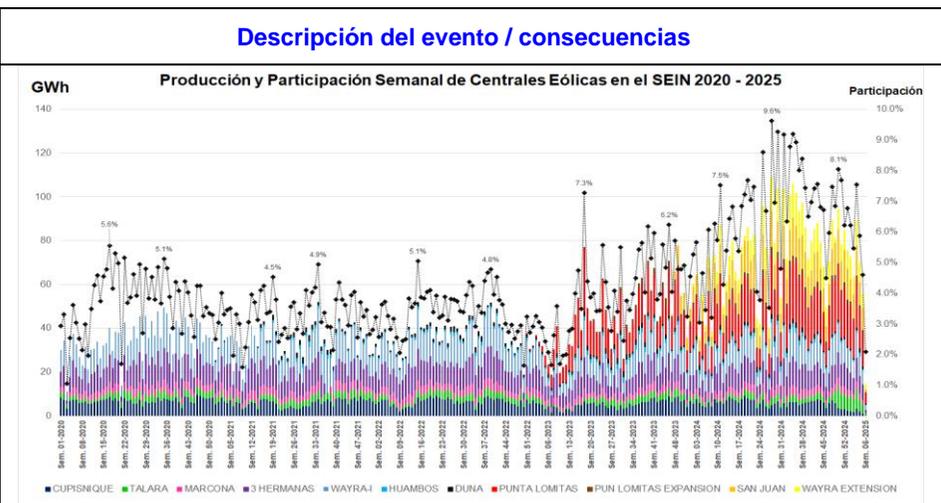
**Fecha y Actividad**

Del 05.02.2025 al 11.02.2025

**Tema de importancia**

CE

Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN



**Medidas adoptadas por Osinergmin u otros**

**Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025**

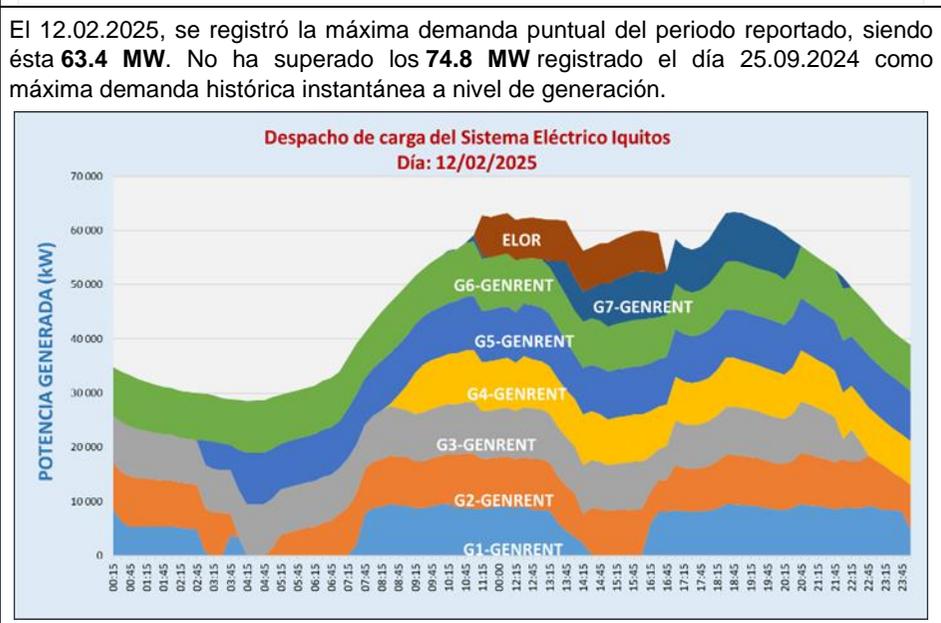
Central	Tensión de conexión (kV)	Potencia Instalada (MW)	Fecha de Ingreso en Operación Comercial
C.E. Wayra Extensión	33.00	177.00	29.06.2024
C.E. San Juan	33.00	135.70	14.12.2024

Del 05.02.2025 al 12.02.2025

GSA

Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos

**OSINERGMIN**



Respecto a las unidades de generación del Sistema Eléctrico Iquitos se tiene lo siguiente.

**1. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva de Genrent**

A la fecha algunas unidades de la CTIN ya ejecutaron mantenimiento correspondiente a 42 000 horas de operación.

Nombre Grupo	Mantenimiento 42 000 Horas de Operación		
	Fecha	Estado	Observaciones
G6	23/09/2024 al 28/09/2024	Ejecutado	
G7	01/02/2025 al 11/02/2025	Ejecutando	El Grupo N°7 se encuentra en mantenimiento 42 mil HOP

**2. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente**

Los grupos W-1, W-4, W-5, W6, y W7 se encuentran disponibles y operativos con petróleo Diesel-2 para los arranques y paradas cortos (emergencia). Para operación mayor a 4 horas las unidades de CT Iquitos emplean R-6 (Residual).

Del 05.02.2025 al 11.02.2025

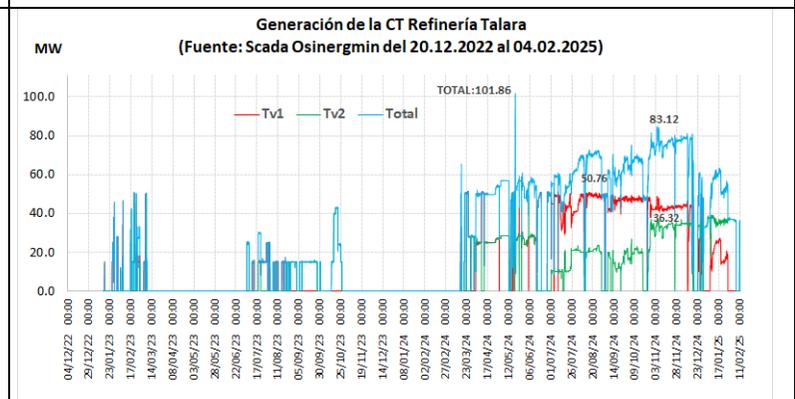
G

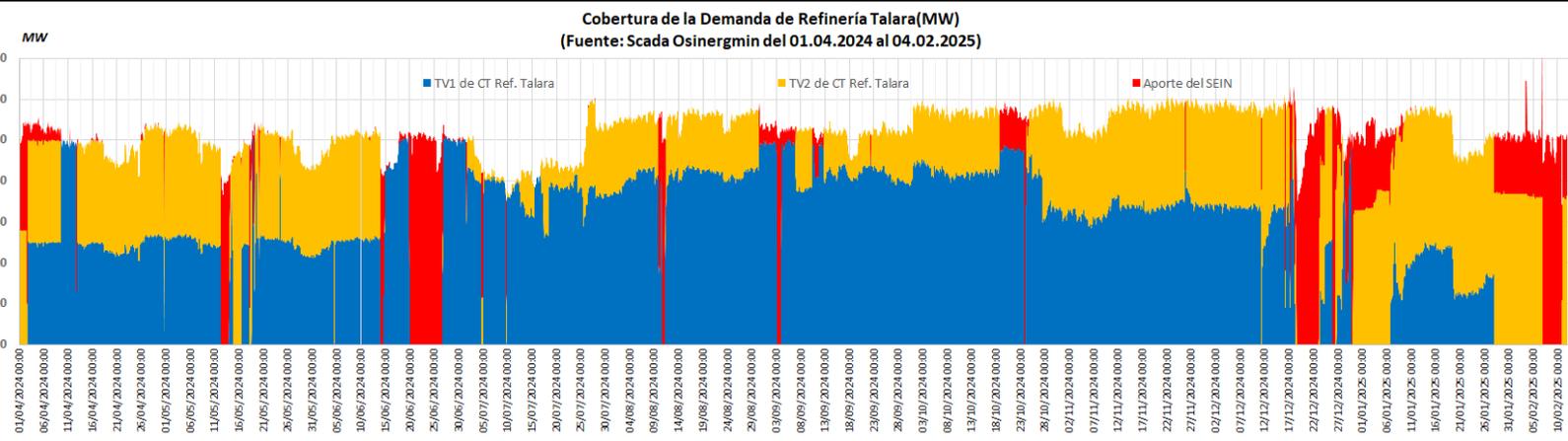
Operación Comercial C.T. Refinería Talara/ Demanda PETROPERU

**PETROPERU**

El **COES** mediante carta **COES/D/DP-343-2024**, el **18.04.2024**, aprobó la **Operación Comercial C.T. Refinería Talara** a partir de las **00:00 h** del **19.04.2024**, con una potencia efectiva de **102.34 MW** entre las dos unidades

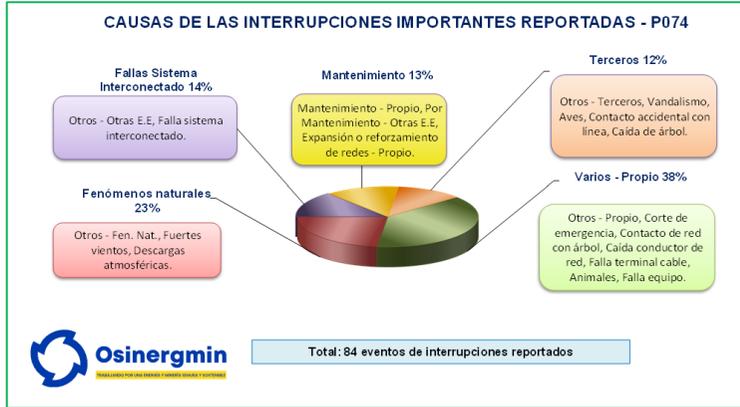
A la fecha se vienen operando las dos unidades generadoras TV1 y TV2, registrando en promedio alrededor de **65 MW** entre las dos unidades.





Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 84.

Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%
Varios Propio (1)	38
Fenómenos Naturales (2)	23
Fallas Sistema Interconectado (3)	14
Mantenimiento (4)	13
Terceros (5)	12



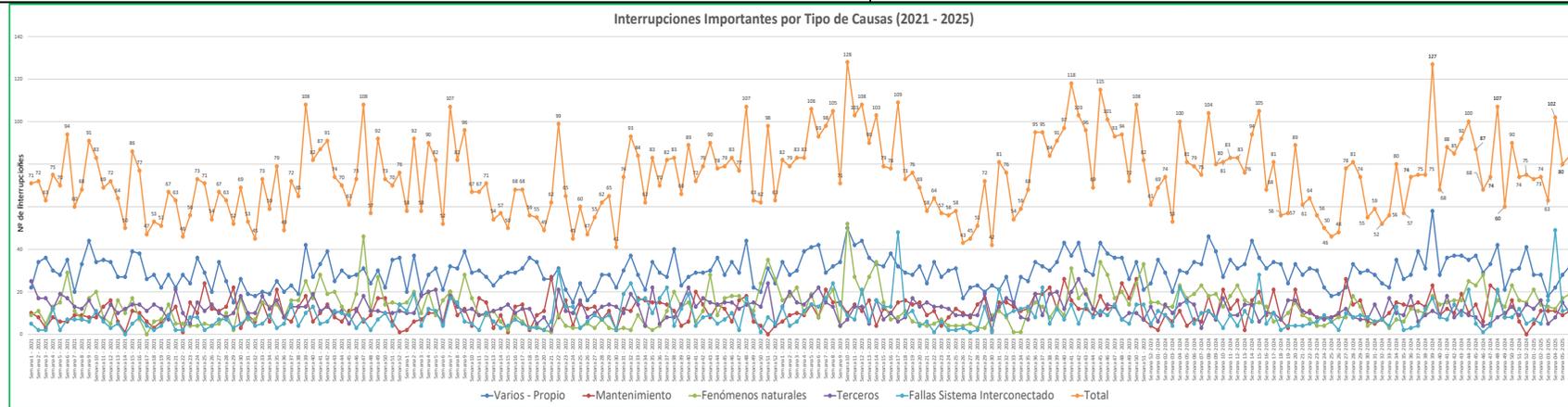
Del 05.02.2025 al 11.02.2025

SEIN

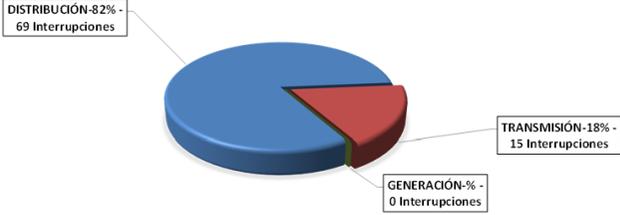
Interrupciones importantes reportadas (Causas)

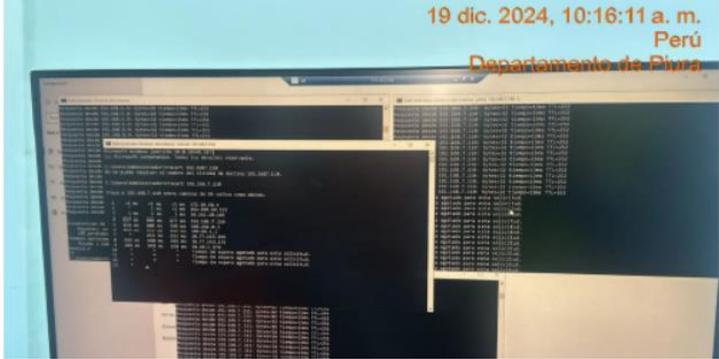
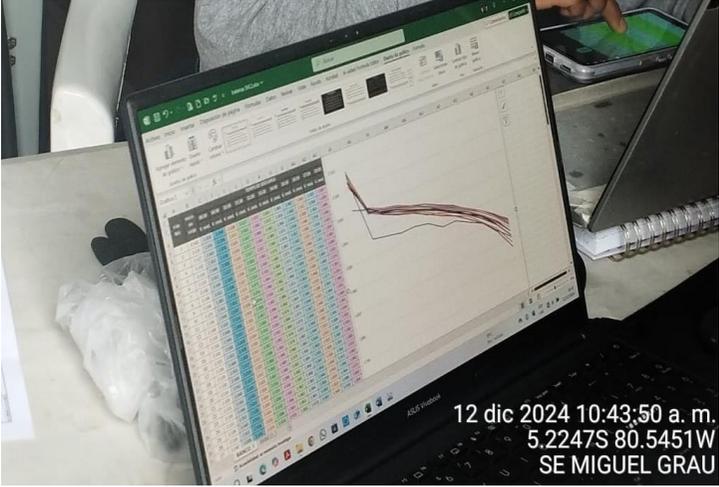
**OSINERGMIN**

(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).



- 1) Varios - Propio: Otros - Propio (17.7%, 15 veces, 16h 5' de duración), Corte de emergencia (9.5%, 8 veces, 7h 15' de duración), Contacto de red con árbol (4.8%, 4 veces, 3h 8' de duración), Caída conductor de red (2.4%, 2 veces, 7h 33' de duración), Falla equipo (1.2%, 1 vez, de duración), Falla terminal cable (1.2%, 1 vez, 1h 58' de duración), Animales (1.2%, 1 vez, 1h 38' de duración)
- 2) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (11%, 9 veces, 3h 50' de duración), Fuertes vientos (6%, 5 veces, 6h 23' de duración), Descargas atmosféricas (6%, 5 veces, 2h 38' de duración)
- 3) Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Falla sistema interconectado (2.4%, 2 veces, 50' de duración), Otros - Otras E.E (11.6%, 10 veces, 10h 38' de duración)
- 4) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (10.6%, 9 veces, 31' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (1.2%, 1 vez, 8h 30' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (1.2%, 1 vez, 11h 3' de duración)
- 5) Terceros: Otros - Terceros (4.8%, 4 veces, 10h 59' de duración), Aves (2.4%, 2 veces, 2h 50' de duración), Vandalismo (2.4%, 2 veces, 40' de duración), Caída de árbol (1.2%, 1 vez, 2h 10' de duración), Contacto accidental con línea (1.2%, 1 vez, 3h 51' de duración)

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 05.02.2025 al 11.02.2025	SEIN  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Las <b>interrupciones importantes (*)</b> reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="607 225 1301 427"> <thead> <tr> <th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th> <th>N° de Interrupciones</th> <th>% de Interrupción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Distribución</td> <td>69</td> <td>82</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>15</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).            (*) Se consideran como importantes cuando ocasionan interrupciones a usuarios regulados por un tiempo mayor o igual a cuatro horas, o cuando se interrumpe más de 10 000 usuarios.</p>	Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	69	82	Transmisión	15	18	Generación	0	0	<div data-bbox="1451 100 2190 480"> <p style="text-align: center;"><b>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</b></p>  <p style="text-align: center;"><b>Total: 84 eventos de interrupciones reportados</b></p> </div> <div data-bbox="1451 491 2190 564"> <p>(1) Distribución: Causas internas (52.2%, 36 veces, 3d 5h 39' de duración), Fenómenos naturales (20.3%, 14 veces, 10h 49' de duración), Terceros (13%, 9 veces, 16h 40' de duración), Otros suministradores (14.5%, 10 veces, 10h 20' de duración).            (2) Transmisión: Causas internas (46.7%, 7 veces, 2d 4h 5' de duración), Fenómenos naturales (33.3%, 5 veces, 1h 53' de duración), Terceros (6.7%, 1 vez, 3h 51' de duración), Otros suministradores (13.3%, 2 veces, 1h 8' de duración).            (3) Generación: No se presentaron eventos.</p> </div>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	69	82													
Transmisión	15	18													
Generación	0	0													
Del 05.02.2025 al 11.02.2025	F  <b>Supervisión del Contrato:</b> C.S.F. Sunny-204 MW  (Departamento y provincia de Arequipa, distrito la Joya)  <b>Empresa:</b> KALLPA GENERACIÓN S.A.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El 22.02.2023, con R.M. N° 054-2023-MINEM/DM, el MINEM otorgó a la empresa Kallpa Generación S.A. la Concesión Definitiva de generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para su proyecto Central Solar Fotovoltaica Sunny, con una potencia instalada de 204 MW.</li> <li>▪ El 23.02.2023, se suscribió el Contrato de Concesión N° 591-2023 entre el Ministerio de Energía y Minas y Kallpa Generación S.A.</li> <li>▪ El proyecto se encuentra en etapa de obtención de Servidumbres de los permisos de los terrenos por parte el Estado en la zona del proyecto.</li> <li>▪ El 30.04.2024, con R.M. N° 175-2024-MINEM/DM, el MINEM calificó como fuerza mayor el evento denominado: Demora en el establecimiento de servidumbre; el cual afectó la ruta crítica del Calendario de Ejecución de Obras en un plazo equivalente a 115 días calendario. Aprobando así la modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con RER de la C.S.F. Sunny.</li> <li>▪ La Concesionaria informó que el 14.05.2024 se ha dado inicio de la ejecución de las Obras Civiles.</li> <li>▪ <b>La Concesionaria continúa ejecutando las obras civiles en la zona del proyecto, cuyos avances al 31.12.2024 se detallan a continuación:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Parque Solar: Campamento de obras 100%, preparación de terreno 100%, cerco perimétrico 96%, caminos de acceso 100%, llegada de estructuras de tracker 100% e hincado de estructuras 41%.</li> <li>-Subestación y línea de transmisión: Cimentación del transformador de potencia 100%, cimentación de equipos de patio 100%, edificio de control 82%, cerco perimétrico 92%, pruebas FAT del transformador de potencia 100%.</li> </ul> </li> <li>▪ La POC está prevista para el 30.06.2025.</li> <li>▪ El monto de inversión será de US\$ 126,4 millones, según lo informado por la Concesionaria.</li> </ul>	<div data-bbox="1462 571 2179 1007">  <p style="text-align: right;">CSF SUNNY 01/14/2025 09:44</p> </div> <p style="text-align: center;"><b>Trabajo en el Patio de llaves</b></p> <div data-bbox="1462 1034 2179 1465">  </div> <p style="text-align: center;"><b>Trabajo en el Patio de llaves</b></p>												

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 05.02.2025 al 11.02.2025</p>	<p>T</p> <p><b>Supervisión del Contrato:</b> Enlace 500 kV La Niña-Piura</p> <p>(Departamento de Piura, provincias de Piura y Sechura, distritos de Piura y Sechura)</p> <p><b>Concesionaria:</b> Concesionaria Línea de Transmisión la Niña S.A.C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mediante la R.M. N° 059-2021-MINEM/DM, el MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto por 87 días calendario, estableciendo como nueva fecha de la POC el 23.06.2024. Posteriormente, a través de la R.M. N° 258-2024-MINEM/DM, del 22.06.2024, el MINEM aprobó una nueva suspensión del plazo del Cronograma por 36 días calendario, lo que desplazó la POC al 29.07.2024.</li> <li>El 26.05.2022, con Carta N° COES/D/DP-782-2022, se aprobó el EPO.</li> <li>El 04.11.2022, con Oficio N° 1962-2022-MINEM/DG, el MINEM aprobó la ingeniería Definitiva.</li> <li>Con R.D. N° 0215-2022-MINEM/DGAAE del 28.12.2022, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental.</li> <li>El 20.11.2024, con Carta COES/D/DP-1149-2024, el COES, dio conformidad al Estudio de Operatividad (EO) de la parte 1 (Líneas).</li> <li>El 27.07.2024, se publicó la R.M. N° 286-2024-MINEM/DM con la cual el MINEM otorgó la Concesión Definitiva de Transmisión para el proyecto y autorizó la suscripción del Contrato de Concesión N° 617-2024.</li> <li>El 28.06.2024, se culminó la sustitución de conductores ACAR 800 MCM por conductores de alta temperatura y bajas flechas, Tipo HTLS en el tramo T-543/Pórtico S.E. Piura Oeste (L-2162). Está pendiente la sustitución de conductores del mismo tramo de la L-2241.</li> <li>En la Ampliación de la S.E. La Niña, se culminó con el montaje de pórticos, soportes, reactor de línea y equipos de patio de 500 kV, además de la extensión de Barras A y B de 500 kV de REP hacia la ampliación de la subestación durante un corte de energía; están en proceso de culminación las casetas de campo, y se realizó el montaje de 1/3 diámetro de 500 kV con corte de energía de Barras A y B de 500 kV, se está realizando las pruebas, pendiente la puesta en servicio.</li> <li>En la S.E. Miguel Grau, se está terminado el montaje de los equipos del SVC, se está realizando las pruebas SAT de los equipos de patio 220 kV y 500 kV, el montaje del sistema contra incendios de los Transformadores de potencia 500/33 kV para el SVC, el conexionado de los equipos de patio de 500 kV hacia la caseta de campo 1.</li> <li><b>En la S.E. Piura Oeste, se instaló el gabinete de onda portadora y multiplexores.</b></li> <li>Se concluyó con el montaje de torres y tendido de conductor de la L.T. 500 kV La Niña-Miguel Grau y las variantes 220 kV hacia la L.T. 220 kV La Niña-Piura Oeste.</li> <li>Se continúa la construcción de la línea de media tensión que se utilizará como alimentación de respaldo de los servicios auxiliares de la S.E. Miguel Grau.</li> <li><b>El factor de frenaje que presenta el proyecto es la programación de cortes de energía del Programa Anual de Intervenciones del COES. . También el COES no ha incluido en el Plan Semanal de Intervenciones (PSI) las Pruebas en "Caliente" de los relés del Diámetro 3 de la S.E. La Niña programado del 08 al 14 FEB 202, por riesgo de desconexión de la L-5010 y sobrecargas en la L-2240.</b></li> <li>El 13.01.2025, con Carta N° COES/D/DP-028-2025, el COES dio conformidad al EO de la parte 2 (SVC).</li> <li>Acorde al desarrollo del proyecto, se prevé la POC para el mes de abril 2025 que podría desplazarse a mayo 2025 debido a la postergación de corte, considerando el cronograma de Pruebas, Puesta en Servicio, proceso de Aprobación del Informe Final de Pruebas y Operación Experimental.</li> <li>El avance global del proyecto es de 97,86%.</li> </ul>	 <p><b>Instalación de ductos de climatización, Edificio SVC</b> 17 dic. 2024 4:03:30 p. m. 292° W</p>  <p><b>Vista Prueba de comunicaciones y conmutaciones con el COES Edificio de Control</b> 19 dic. 2024, 10:16:11 a. m. Perú Departamento de Piura</p>  <p><b>Pruebas de banco de batería en SVC</b> 12 dic 2024 10:43:50 a. m. 5.2247S 80.5451W SE MIGUEL GRAU</p>

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																								
Del 05.02.2025 al 11.02.2025	T	Futuros proyectos- Plan de Transmisión 2023-2032	<p><b>Plan de Transmisión 2023-2032</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El 21.02.2025, la Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN tiene previsto adjudicar cuatro proyectos eléctricos, que conforman el paquete integral del Grupo 3, y que beneficiarán a 2.3 millones de habitantes en Apurímac, Arequipa, Puno y Lima.</li> <li>La inversión estimada para este paquete de proyectos eléctricos asciende a US\$ 168 millones y cinco empresas están precalificadas para la buena pro de una concesión en Asociación Público - Privada (APP) por un período de 30 años.</li> <li>El Grupo 3 forma parte de los proyectos de transmisión eléctrica 2023 - 2032 que encargó a la agencia el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), para promoción y adjudicación.</li> <li>Este último paquete integral comprende la Nueva Subestación Palca 220 kV, Línea de Transmisión 220 kV Palca-La Pascana en Arequipa, con una inversión de US\$ 64 millones para mejorar la seguridad de transmisión y transformación del sistema eléctrico.</li> </ul> <p>El enlace 220 kV Planicie – Industriales en Lima por US\$ 21 millones orientado a respaldar la línea de transmisión y ampliación de una subestación y, además, el enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas – Apurímac destinado a mejorar la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico con una inversión de US\$ 32 millones y el enlace 138 kV Derivación San Rafael – Ananea (Puno), donde se destinarán US\$ 51 millones en un proyecto que beneficiará a pobladores de Azángaro.</p>																																																									
Del 05.02.2025 al 11.02.2025	T	Futuros proyectos- Plan de Transmisión 2025-2034	<p><b>Plan de Transmisión 2025-2034</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>El 29.01.2025, con R.M. N° 028-2025-MINEM/DM, el MINEM encargó a PROINVERSIÓN promocionar y licitar un nuevo paquete de 16 proyectos de transmisión eléctrica y subestaciones asociadas por US\$ 896 millones que beneficiarán a 8 millones de habitantes (Proyectos Vinculantes Nros. 1, 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 y 19, incluidos en el Plan de Transmisión 2025-2034, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM)</li> <li>Este grupo corresponde al Plan de Transmisión 2025-2034 que buscará fortalecer la infraestructura del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y suministro a usuarios finales de 13 regiones: Ayacucho, Cusco, Ica, Junín, La Libertad, Lambayeque, Lima, Madre de Dios, Piura, Puno, San Martín, Tacna y Ucayali.</li> </ul> <table border="1"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>Proyectos Vinculantes</th> <th>Año Requerido de Puesta Comercial (1)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4">1</td> <td><b>Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas</b></td> <td rowspan="4">2030</td> </tr> <tr> <td>1.1 LT 500 kV Colectora-Bicentenario.</td> </tr> <tr> <td>1.2 LT 500 kV Bicentenario-Chilca.</td> </tr> <tr> <td>1.3 Segundo Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora.</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">2</td> <td><b>Enlace 500 kV Miguel Grau - Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas</b></td> <td rowspan="4">2030</td> </tr> <tr> <td>2.1 LT 500 kV Miguel Grau-Pariñas</td> </tr> <tr> <td>2.2 Nueva Subestación Pariñas 500/220 kV.</td> </tr> <tr> <td>2.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Pariñas.</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">3</td> <td><b>Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas</b></td> <td rowspan="5">2030</td> </tr> <tr> <td>3.1 Enlace 220 kV Tintaya Nueva- Nueva San Gabán,</td> </tr> <tr> <td>3.2 Nueva Subestación Nueva San Gabán 220/138 kV.</td> </tr> <tr> <td>3.3 Autotransformador 220/138 kV en SE Nueva San Gabán.</td> </tr> <tr> <td>3.4 Enlace 220 kV Nueva San Gabán-Paquillusi.</td> </tr> <tr> <td>3.5 Enlace 138 kV Nueva San Gabán-San Gabán II.</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">4</td> <td><b>SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV</b></td> <td rowspan="2">2030</td> </tr> <tr> <td>4.1 Subestación "Hub" Poroma (Segunda Etapa) 220 kV.</td> </tr> <tr> <td>4.2 Autotransformador 500/220 kV en SE Hub Poroma.</td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="2">5</td> <td><b>SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV</b></td> <td rowspan="2">2030</td> </tr> <tr> <td>5.1 Subestación "Hub" San José (Segunda Etapa) 500 kV.</td> </tr> <tr> <td>5.2 Autotransformador 500/220 kV en SE Hub San José</td> <td></td> </tr> <tr> <td>6</td> <td><b>Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV (*)</b></td> <td>2029</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td><b>Enlace 220 kV Miguel Grau - Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b></td> <td>2030</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td><b>Enlace 220 kV Miguel Grau - Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)</b></td> <td>2029</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td><b>Enlaces 220 kV Felam - Tierras Nuevas - Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b></td> <td>2030</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td><b>Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220kV asociados (Proyecto ITC)</b></td> <td>2030</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td><b>Enlaces 138 kV Belaunde Terry - Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b></td> <td>2030</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td><b>Enlace 138 kV Campas - Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b></td> <td>2029</td> </tr> </tbody> </table>	N°	Proyectos Vinculantes	Año Requerido de Puesta Comercial (1)	1	<b>Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	2030	1.1 LT 500 kV Colectora-Bicentenario.	1.2 LT 500 kV Bicentenario-Chilca.	1.3 Segundo Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora.	2	<b>Enlace 500 kV Miguel Grau - Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	2030	2.1 LT 500 kV Miguel Grau-Pariñas	2.2 Nueva Subestación Pariñas 500/220 kV.	2.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Pariñas.	3	<b>Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	2030	3.1 Enlace 220 kV Tintaya Nueva- Nueva San Gabán,	3.2 Nueva Subestación Nueva San Gabán 220/138 kV.	3.3 Autotransformador 220/138 kV en SE Nueva San Gabán.	3.4 Enlace 220 kV Nueva San Gabán-Paquillusi.	3.5 Enlace 138 kV Nueva San Gabán-San Gabán II.	4	<b>SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV</b>	2030	4.1 Subestación "Hub" Poroma (Segunda Etapa) 220 kV.	4.2 Autotransformador 500/220 kV en SE Hub Poroma.		5	<b>SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV</b>	2030	5.1 Subestación "Hub" San José (Segunda Etapa) 500 kV.	5.2 Autotransformador 500/220 kV en SE Hub San José		6	<b>Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV (*)</b>	2029	7	<b>Enlace 220 kV Miguel Grau - Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2030	8	<b>Enlace 220 kV Miguel Grau - Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)</b>	2029	9	<b>Enlaces 220 kV Felam - Tierras Nuevas - Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2030	10	<b>Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220kV asociados (Proyecto ITC)</b>	2030	11	<b>Enlaces 138 kV Belaunde Terry - Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2030	12	<b>Enlace 138 kV Campas - Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2029	
N°	Proyectos Vinculantes	Año Requerido de Puesta Comercial (1)																																																										
1	<b>Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	2030																																																										
	1.1 LT 500 kV Colectora-Bicentenario.																																																											
	1.2 LT 500 kV Bicentenario-Chilca.																																																											
	1.3 Segundo Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora.																																																											
2	<b>Enlace 500 kV Miguel Grau - Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	2030																																																										
	2.1 LT 500 kV Miguel Grau-Pariñas																																																											
	2.2 Nueva Subestación Pariñas 500/220 kV.																																																											
	2.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Pariñas.																																																											
3	<b>Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	2030																																																										
	3.1 Enlace 220 kV Tintaya Nueva- Nueva San Gabán,																																																											
	3.2 Nueva Subestación Nueva San Gabán 220/138 kV.																																																											
	3.3 Autotransformador 220/138 kV en SE Nueva San Gabán.																																																											
	3.4 Enlace 220 kV Nueva San Gabán-Paquillusi.																																																											
3.5 Enlace 138 kV Nueva San Gabán-San Gabán II.																																																												
4	<b>SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV</b>	2030																																																										
	4.1 Subestación "Hub" Poroma (Segunda Etapa) 220 kV.																																																											
4.2 Autotransformador 500/220 kV en SE Hub Poroma.																																																												
5	<b>SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV</b>	2030																																																										
	5.1 Subestación "Hub" San José (Segunda Etapa) 500 kV.																																																											
5.2 Autotransformador 500/220 kV en SE Hub San José																																																												
6	<b>Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV (*)</b>	2029																																																										
7	<b>Enlace 220 kV Miguel Grau - Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2030																																																										
8	<b>Enlace 220 kV Miguel Grau - Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)</b>	2029																																																										
9	<b>Enlaces 220 kV Felam - Tierras Nuevas - Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2030																																																										
10	<b>Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220kV asociados (Proyecto ITC)</b>	2030																																																										
11	<b>Enlaces 138 kV Belaunde Terry - Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2030																																																										
12	<b>Enlace 138 kV Campas - Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	2029																																																										

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
			13 Nueva SE Antuquito Este 220/50 kV y enlaces en 220 kV y 50 kV asociadas (Proyecto ITC)	2029
			14 Nueva SE Palián 220/60 kV y enlaces en 220 kV y 60 kV asociadas (Proyecto ITC)	2029
			15 Enlace 220 kV Muyurina - Mollepata, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	2029
			16 Nueva SE Viñedos 220/60 kV y enlaces asociadas (Proyecto ITC)	2030
			17 Enlace 220 kV Nueva San Gabán - Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	2030
			18 Enlace 220 kV Los Héroes - Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	2030
			19 Enlace 138 kV Shipibo - Manantay, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	2029
<p>(*) El proyecto 6 cumple con la Definición N° 26 del Artículo 1 de la Ley 28832 y las condiciones establecidas en el Artículo N° 5 del Reglamento de Transmisión para ser considerado Refuerzo.</p> <p>(**) Debido a que los proyectos 4 y 5 contienen instalaciones de 500 kV son catalogados como proyectos de 500 kV y sus presupuestos al ser menores al monto límite de US\$ 76.3 millones, según el Numeral 5.3 del RT, actualizado mediante RM N° 144-2024 MINEM/DM, deberán ser calificados como Refuerzos.</p> <p>(1) En cumplimiento del numeral 1 del Artículo 15 del Reglamento de la Transmisión.</p>				

Fecha y Actividad		Tema de importancia	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL					
Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo	
C.H. Tupuri	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	CH	2.2	10.2	99%	29.12.2024	C	
C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	94%	28.07.2025	C	
C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	90%	31.12.2025	N.C	
C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C	
C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	18,0%	31.12.2025	N.C	
C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	33,4%	30.06.2025	N.C	
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,0%	30.12.2026	N.C	

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CSF: Central Solar, RF: Reserva Fría, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, C: Convencional, N.C: No convencional, L: Legal, P: Projectado  
Fecha: 14.02.2025