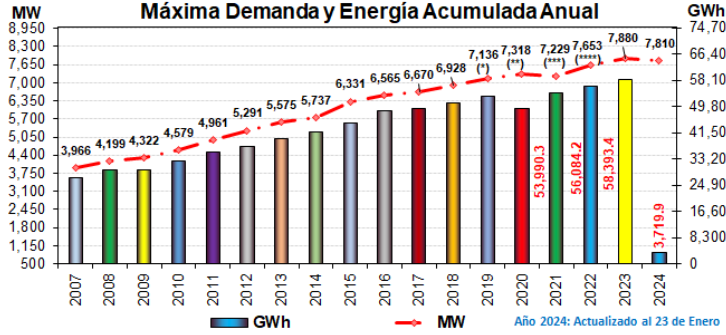
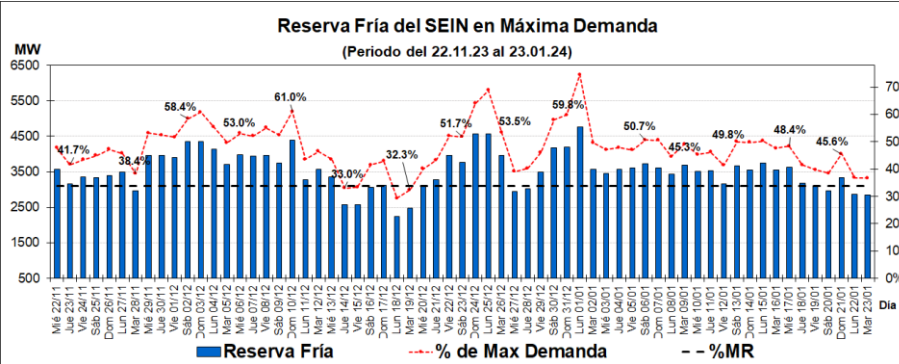
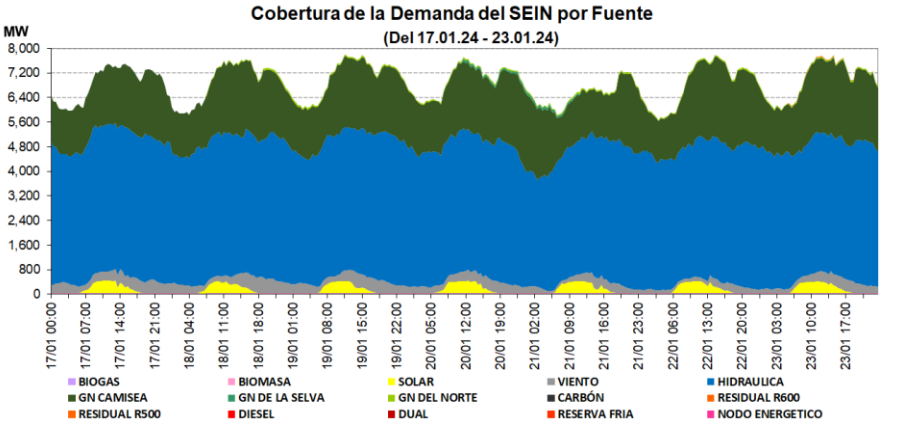
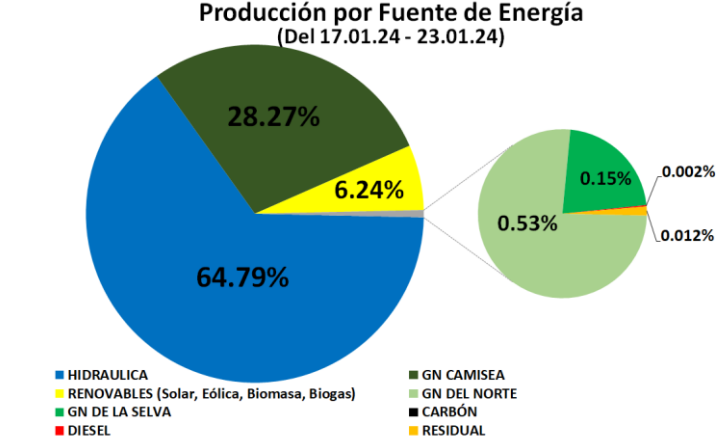
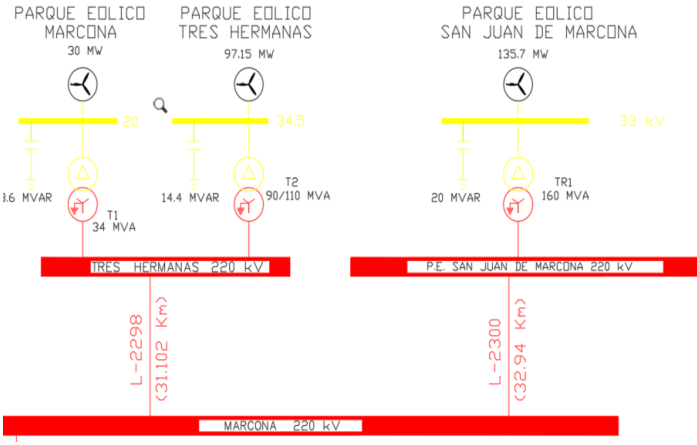
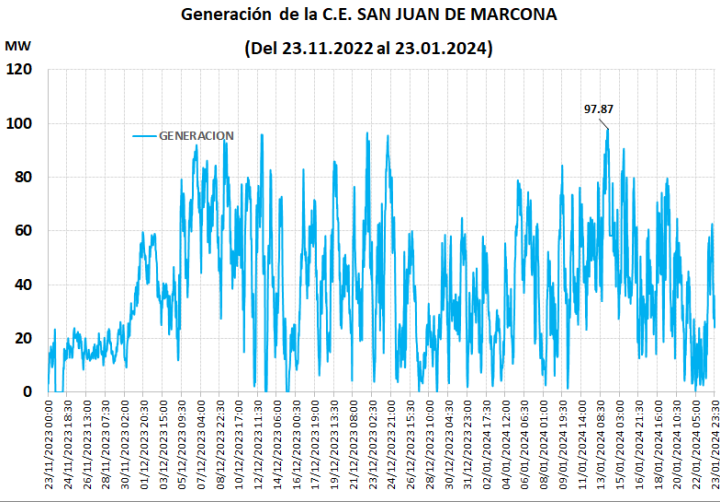

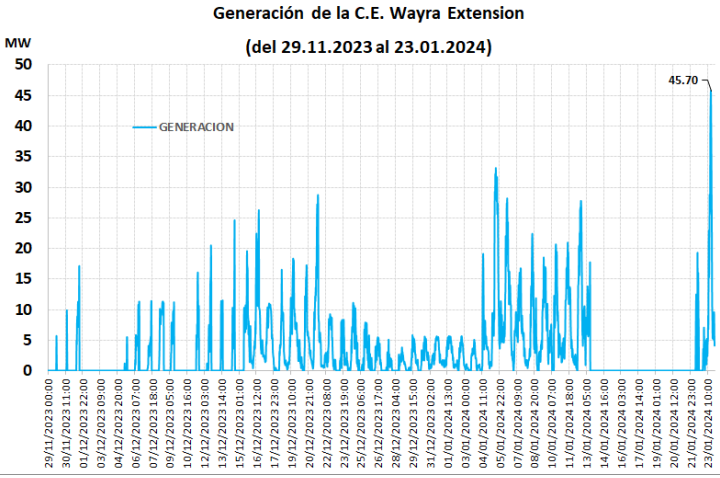
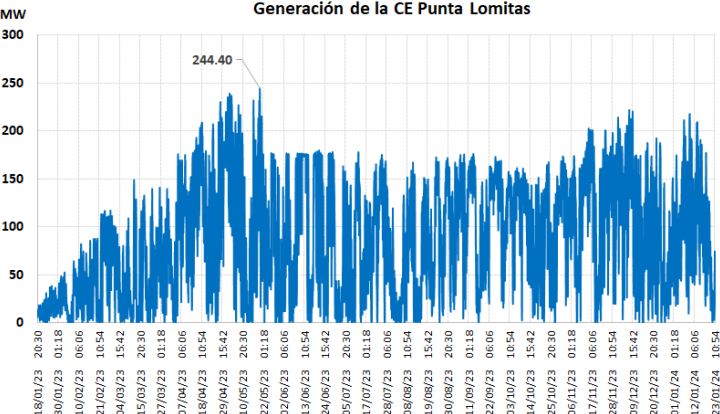
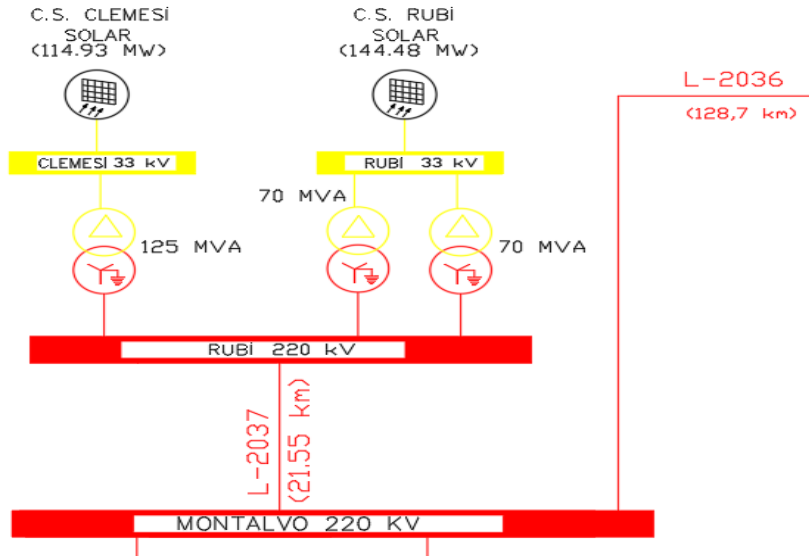
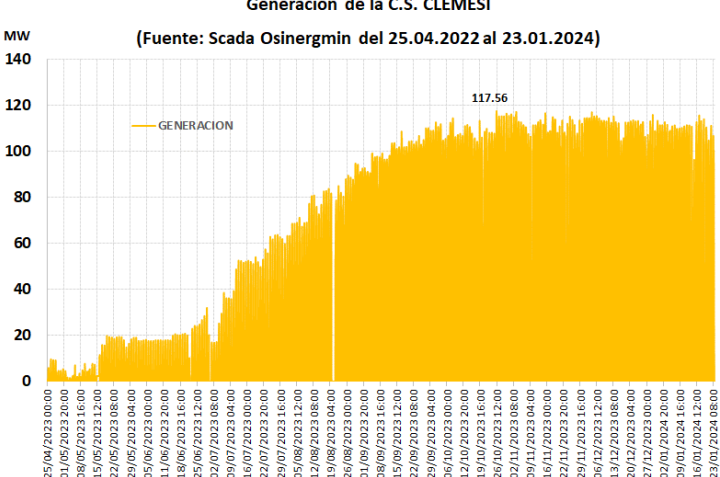
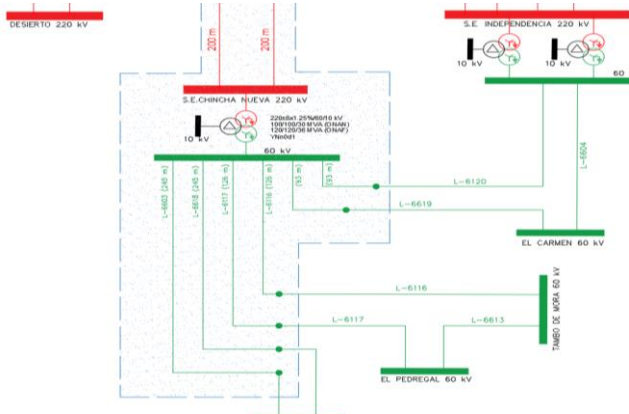
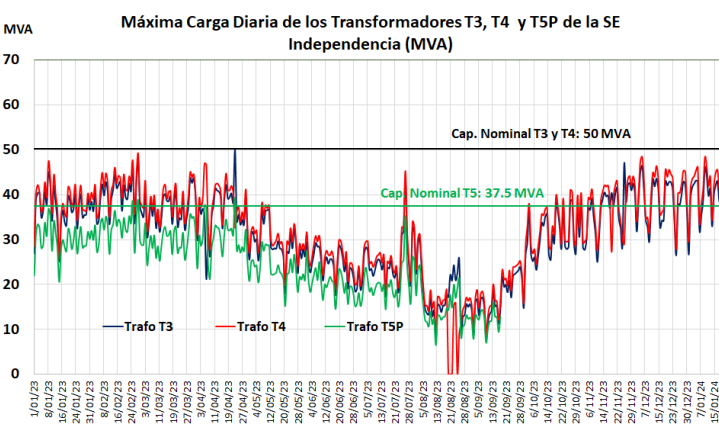
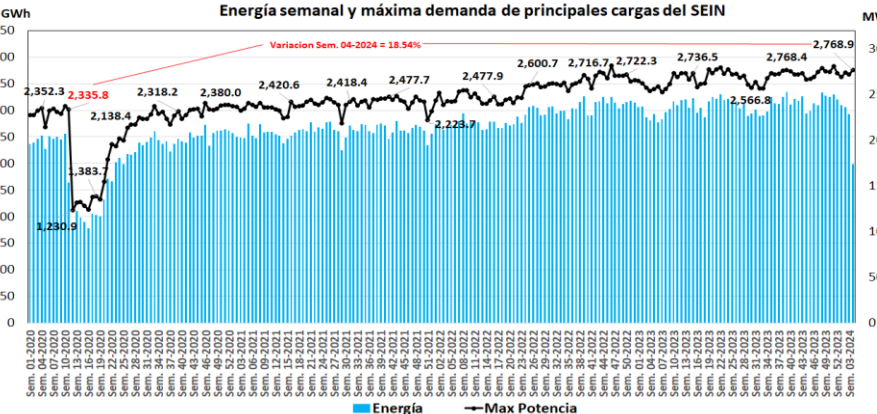


División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
19.01.2024	G  Máxima Demanda del SEIN  OSINERGMIN	<p>A las 11:30 h del 19.01.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>7,809.5 MW</b>. No supero los <b>7,880.46 MW</b> registrado el día 23.03.2023 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 316 1352 523"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fria (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,186.15</td> <td>427.46</td> <td>36.0%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>5,306.97</td> <td>763.17</td> <td>14.4%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,316.38</td> <td>1915.82</td> <td>145.5%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7,809.5</b></td> <td><b>3,106.5</b></td> <td><b>39.8%</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 Fria (MW)	Porcentaje %	Norte	1,186.15	427.46	36.0%	Centro	5,306.97	763.17	14.4%	Sur	1,316.38	1915.82	145.5%	<b>Total</b>	<b>7,809.5</b>	<b>3,106.5</b>	<b>39.8%</b>	 <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 14.02.2020 a las 12:00 horas.                  (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 03.12.2021 a las 15:30 horas.                  (***) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 13.12.2022 a las 15:00 horas.                  (****) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,186.15	427.46	36.0%																				
Centro	5,306.97	763.17	14.4%																				
Sur	1,316.38	1915.82	145.5%																				
<b>Total</b>	<b>7,809.5</b>	<b>3,106.5</b>	<b>39.8%</b>																				
Del 17.01.2024 al 23.01.2024	G  Evolución de la Reserva Fria en el SEIN  OSINERGMIN		<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ <b>C.T. Chilca 1</b> (TG1: 170 MW; TV:268 MW): Del 17 al 23 de enero las unidades quedaron indisponibles por mantenimiento preventivo menor, OVERRHAUL por 3 años; además de la inspección de 33000 EOH Hot Gas Path Inspection (HGPI).</li> <li>➤ <b>C.T. Recka</b> (TG1: 216.04 MW): Indisponible del 17 al 19 y del 22 al 23 de enero por inspección de carbones del generador, mantenimiento de válvulas de alivio, lavado del compresor y mantenimiento del sistema contraincendios de los tanques de combustible de la tg1 (pruebas del sistema de extinción de espuma).</li> </ul> <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 33.9% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2023 hasta abril de 2024.</p>																				
Del 17.01.2024 al 23.01.2024	SEIN  Cobertura de la Demanda  OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 23.01.2024 se dio de la siguiente manera.</p> 	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 17.01.2024 al 23.01.2024</p>	<p>CE</p> <p><b>Energización C.E. San Juan</b></p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p><b>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A..</b></p>	<p>El 19.11.2023, a las 11:20 h, se dio la primera energización de la línea L-2300 (Marcona – San Juan) de 220kV; asimismo, por primera vez se energizó en vacío el transformador TF1 de 220/33 kV en la SE. San Juan.</p> <p>El 22.11.2023, a las 9:47 h, sincronizó primera vez con el SEIN la C.E. San Juan (<b>135MW de potencia instalada</b>) desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR. El generador continuó operando por pruebas, registrando como máxima generación <b>97.87MW</b>. En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p> 	<p><b>Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA (Del 23.11.2022 al 23.01.2024)</b></p> 
<p>Del 17.01.2024 al 23.01.2024</p>	<p>CE</p> <p><b>Generación C.E. Wayra Extension</b></p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p><b>ENEL GREEN POWER PERU S.A.</b></p>	<p>El 29.11.2023 de acuerdo al programa diario de operación del SEIN se comenzó con las pruebas de puesta en servicio de la C.E. Wayra Extensión dándose la primera inyección al SEIN (a través de la S.E. Flamenco) a partir del circuito N°7 con una potencia máxima de 5.6MW, las pruebas continuaran a lo largo de diciembre y se continuara monitoreando su operación.</p> <p>Desde abril de 2023, la C.E. Wayra Extensión viene realizando pruebas de puesta en servicio. A la fecha registró una generación máxima de <b>45.70 MW</b> aproximadamente.</p> 	<p><b>Generación de la C.E. Wayra Extension (del 29.11.2023 al 23.01.2024)</b></p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 17.01.2024 al 23.01.2024	CE	<p><b>Generación C.E Punta Lomitas.</b></p> <p>(Departamento: ICA, Provincia: ICA, Distrito: Ocuaje y Santiago)</p> <p><b>ENGIE</b></p> <p>Según R.M. N° 053-2021-MINEM/DM publicado el 14.03.2021, la C.E Punta Lomitas tiene una potencia instalada de 296 MW.</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-653-2023, el 15.06.2023, aprobó la Operación Comercial de la central eólica Punta Lomitas a partir de las 00:00 h del 16.06.2023, con una Potencia Nominal de 260 MW y 50 aerogeneradores.</p> <p><b>El COES mediante carta COES/D/DP-1269-2023 el 22 de diciembre del 2023 se aprobó la POC del Proyecto “Central Eólica Expansión Punta Lomitas de 36.4 MW” a partir del 24.12.2023 con una Potencia Nominal de 36.4 MW y 07 aerogeneradores además conjuntamente a los 50 aerogeneradores en Operación hacen un total de 296,4 MW.</b></p>	<p><b>Generación de la CE Punta Lomitas</b></p> 
Del 17.01.2024 al 23.01.2024	CS	<p><b>Pruebas en Circuitos de generación C.S Clemesí</b></p> <p>(Departamento: Moquegua, Provincia: Mariscal Nieto, Distrito: Moquegua)</p> <p><b>ENEL GREEN POWER</b></p> <p>Mediante R.M. N° 136-2023-MINEM/DM publicado el 03.04.2023 se aprobó la modificación de potencia instalada de <b>116.45 a 114.93 MW</b>.</p> <p>Desde abril de 2023, la C.S Clemesí viene realizando pruebas de puesta en servicio. A la fecha registró una generación máxima de <b>117.5 MW</b> aproximadamente.</p> <p>El 28.06.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-399-2023, autorizó continuar las pruebas de puesta en servicio.</p> 	<p><b>Generación de la C.S. CLEMESÍ</b></p> <p>(Fuente: Scada Osinergmin del 25.04.2022 al 23.01.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																								
Del 17.01.2024 al 23.01.2024	<p>T</p> <p>(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia)</p> <p>REP</p>	<p>A la fecha en la SE Independencia se cuenta con los transformadores de potencia T3-261 y T4-261 de 50 MVA de 220/60/10kV. De los registros del Sistema SCADA, se aprecia incremento gradual en la cargabilidad en los transformadores de potencia.</p> <p>El 06.08.2023, se energizó por primera vez la barra de 60kV de la SE Chinchá Nueva y secuencialmente las 6 bahías de 60kV del unifilar mostrado. Como consecuencia de la puesta en servicio por pruebas de la SE Chinchá Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron de forma considerable.</p> <p>A las 23:50 h del 18.09.2023, el transformador T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV fue desconectado debido a la finalización de plazo de operación del referido equipo, el cual fue encargado por el MINEM a EGESUR.</p> 																																									
Del 17.01.2024 al 23.01.2024	<p>CL</p> <p>ANGLO AMERICAN QUELLAVECO / REFINERÍA TALARA</p>	<p>En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).</p>  <p>Grafica actualizada hasta el 23/01/2024</p>	<p>En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:</p> <p><b>Zona Norte:</b> Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga, a la fecha registró una demanda máxima de 62.49 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p><b>Zona Sur:</b> Minera Quellaveco llegó a registrar 155.31 MW a la fecha. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1523 1069 2105 1532"> <thead> <tr> <th rowspan="10">MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN</th> <th>ZONAS</th> <th>EMPRESA</th> <th>POTENCIA PROMEDIO(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td>Rf Talara Pariñas</td> <td>55.16</td> </tr> <tr> <td>Cajamarca Norte</td> <td>53.99</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td>33.65</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>20.81</td> </tr> <tr> <td>Cementos Piura</td> <td>15.99</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">ZONA CENTRO</td> <td>Toromocho</td> <td>147.13</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td>117.03</td> </tr> <tr> <td>Cajamarquilla</td> <td>105.73</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">ZONA SUR</td> <td>Shougang</td> <td>98.38</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td>95.56</td> </tr> <tr> <td>Cerro Verde</td> <td>404.36</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td>267.54</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Minera Las Bambas</td> <td>121.22</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td>120.90</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Quellaveco</td> <td>77.56</td> </tr> </tbody> </table>	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	55.16	Cajamarca Norte	53.99	Sider Perú	33.65	Cementos Pacasmayo	20.81	Cementos Piura	15.99	ZONA CENTRO	Toromocho	147.13	Minera Antamina	117.03	Cajamarquilla	105.73	ZONA SUR	Shougang	98.38	Aceros Arequipa	95.56	Cerro Verde	404.36	Southern	267.54		Minera Las Bambas	121.22		Tintaya + Antapaccay	120.90		Quellaveco	77.56
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)																																								
	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	55.16																																								
		Cajamarca Norte	53.99																																								
		Sider Perú	33.65																																								
		Cementos Pacasmayo	20.81																																								
		Cementos Piura	15.99																																								
	ZONA CENTRO	Toromocho	147.13																																								
		Minera Antamina	117.03																																								
		Cajamarquilla	105.73																																								
	ZONA SUR	Shougang	98.38																																								
Aceros Arequipa		95.56																																									
Cerro Verde		404.36																																									
Southern		267.54																																									
	Minera Las Bambas	121.22																																									
	Tintaya + Antapaccay	120.90																																									
	Quellaveco	77.56																																									



Fecha y Actividad

Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergrmin u otros

Del  
17.01.2024  
al  
23.01.2024

SEIN

Interrupciones importantes reportadas (Causas)

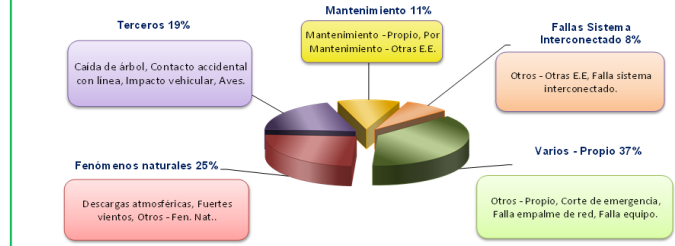
OSINERGRMIN

Las interrupciones importantes reportadas al Osinergrmin en este periodo suman un total de 53.

Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%
Varios Propio (1)	37
Fenómenos Naturales (2)	25
Terceros (3)	19
Mantenimiento (4)	11
Fallas Sistema Interconectado (5)	8

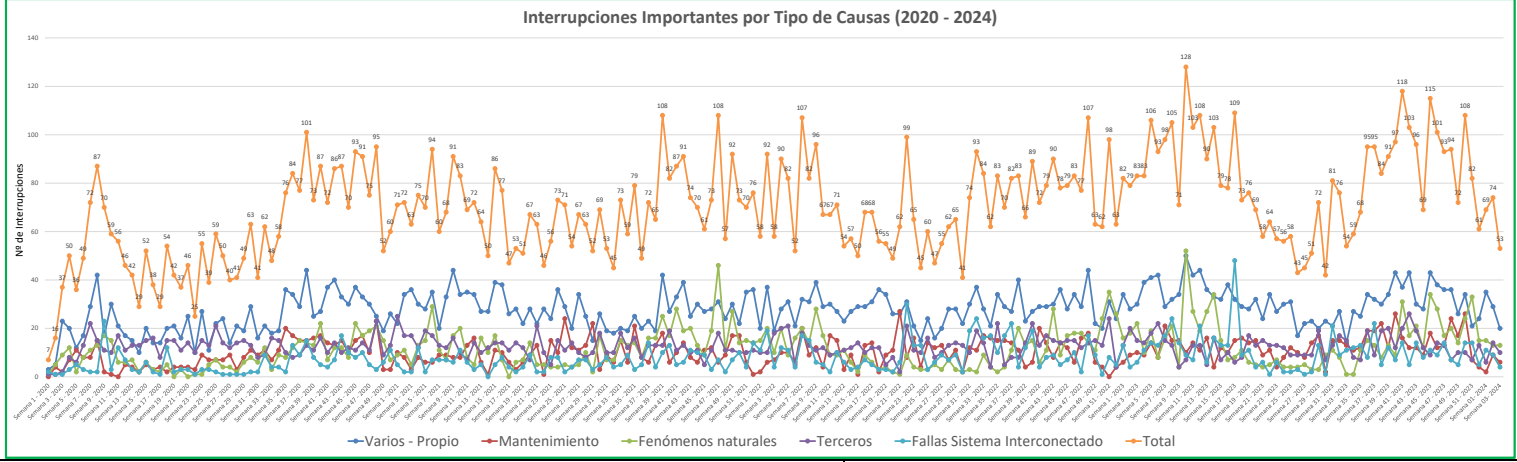
(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).

CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074



Total: 53 eventos de interrupciones reportados

- (1) Varios - Propio: Otros - Propio (23.8%, 13 veces, 14h 40' de duración), Corte de emergencia (9.4%, 5 veces, 3h de duración), Falla equipo (1.9%, 1 vez, 5' de duración), Falla empalme de red (1.9%, 1 vez, 3h 20' de duración).
- (2) Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (11.8%, 6 veces, 12h 34' de duración), Fuertes vientos (9.4%, 5 veces, 8h 13' de duración), Otros - Fen. Nat. (3.8%, 2 veces, 7h 15' de duración).
- (3) Terceros: Caída de árbol (9.5%, 5 veces, 15h 48' de duración), Contacto accidental con línea (3.8%, 2 veces, 4h 3' de duración), Impacto vehicular (3.8%, 2 veces, 14h 49' de duración), Aves (1.9%, 1 vez, 3h 31' de duración).
- (4) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (9.3%, 5 veces, 1h 3' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (1.9%, 1 vez, 1h 7' de duración).
- (5) Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Falla sistema interconectado (1.9%, 1 vez, 53' de duración), Otros - Otras E.E. (6.1%, 3 veces, 3h 47' de duración).



Del  
17.01.2024  
al  
23.01.2024

SEIN

Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)

OSINERGRMIN

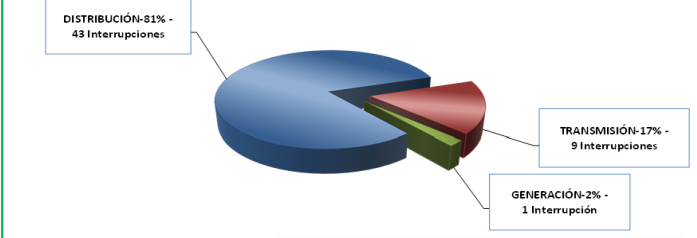
Las interrupciones importantes (\*) reportadas al Osinergrmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.

Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción
Distribución	43	81
Transmisión	9	17
Generacion	1	2

(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.

ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE



Total: 53 eventos de interrupciones reportados

- (1) Distribución: Causas internas (46.5%, 20 veces, 1d 16h 6' de duración), Fenómenos naturales (25.6%, 11 veces, 1d 3h de duración), Terceros (20.9%, 9 veces, 1d 10h 41' de duración), Otros suministradores (7%, 3 veces, 3h 47' de duración).
- (2) Transmisión: Causas internas (44.4%, 4 veces, 5h 58' de duración), Fenómenos naturales (22.2%, 2 veces, 1h 4' de duración), Terceros (11.1%, 1 vez, 3h 31' de duración), Otros suministradores (22.2%, 2 veces, 2h de duración).
- (3) Generación: Causas internas (100%, 1 vez, 5' de duración).

<p>Del 17.01.2024 al 23.01.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>C.E. Wayra Extensión</b> (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Ica, provincia Nasca, distrito de Marcona)</p> <p>Empresa: <b>ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.C.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mediante R.M. N° 370-2020-MINEM/DM publicado el 18.12.2020, el MINEM otorgó a favor de ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables, con una potencia instalada de 108 MW.</li> <li>El proyecto contempla implementar la barra en el lado de 220 kV de la S.E. Flamenco 220 kV, donde se conectará el transformador elevador de la Central Eólica. Asimismo, la C.E. Wayra Extension contará con 30 Aerogeneradores de 5,9 MW cada uno, haciendo un total de 177 MW.</li> <li>Mediante R.D. N° 008-2020-SENACE-PE/DEAR del 15.01.2020, el SENACE aprobó la modificación del Estudio de Impacto Ambiental Detallado de la C.E. Wayra I para el proyecto "Wayra Extensión"</li> <li>El proyecto cuenta con el CIRA 262-2014/MC y CIRA 006-2017/MC que comprenden a los aerogeneradores, además de la totalidad de caminos internos, componentes auxiliares y la subestación.</li> <li>El 27.01.2023, con carta N° COES/D/DP-087-2023, el COES otorgó la conformidad al Estudio de Pre Operatividad.</li> <li>Las Obras civiles y electromecánicas se encuentran concluidas.</li> <li>El 06.11.023, mediante R.M. N° 437-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Segunda Modificación al Contrato de Concesión N° 557-2020, a fin de prorrogar en 56 días calendarios la nueva fecha POC, del 08.01.2024 al 04.03.2024.</li> <li>El 20.11.2023, con Carta N° COES/DP/DP-1186-2023, el COES otorgó conformidad al Estudio de Operatividad.</li> <li>El 22.11.2023, mediante Carta N° COES/D/DP-1191-2023, el COES autorizó la Conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio del proyecto.</li> <li>Actualmente el proyecto se encuentra en etapa de pruebas de puesta en servicio.</li> <li>Según el "Informe Diario de Coordinación de la Operación del Sistema" del 23.01.2024 el Parque Eólico generó como máximo 45,7 MW, en su etapa de pruebas.</li> <li>El avance global del proyecto es de 98%.</li> </ul> <p>El monto de inversión aproximado será de US\$ 188,6 millones (incluido IGV), según lo informado por la Concesionaria</p>
---	----------	---	--



Energización de Transformador de Potencia TR-2 - SE Flamenco



Vista panorámica del Parque Eólico

<p>Del 17.01.2024 al 23.01.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>Enlace 500 kV La Niña-Piura</b></p> <p>(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Piura, provincias de Piura y Sechura, distritos de Piura y Sechura)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Con R.M. N° 059-2021-MINEM/DM el MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto por 87 días calendarios. Por lo anterior la POC del proyecto se desplaza al 23.06.2024.</li> <li>El 26.05.2022, mediante Carta N° COES/D/DP-782-2022, el COES aprobó el EPO.</li> <li>El 06.10.2022, con Oficio N° 1363-2022-OS-DSE, Osinergmin aprobó la Ingeniería Definitiva.</li> <li>Mediante R.D. N° 0215-2022-MINEM/DGAAE del 28.12.2022, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental.</li> <li>La Fase Constructiva se inició el 16.01.2023.</li> <li>Se solicitó a la Concesionaria la Ingeniería de Detalle de cómo están construyendo la S.E. Miguel Grau, particularmente respecto a la previsión de espacios disponible para futuras instalaciones 220 k V y 60 kV. En la exposición de la Ingeniería de Detalle de la S.E. Miguel Grau 500/220/60 kV han proyectado la disponibilidad de los espacios disponibles para los futuros patios de 500 kV, 220 kV y 60 kV, conforme al Diagrama Unifilar del Contrato de Concesión y posiblemente acorde a la información recogida del anteproyecto.</li> <li>Los días 17 y 18.01.2024, Osinergmin efectuó la supervisión de campo respecto al avance físico de las instalaciones de transmisión que comprende el proyecto Enlace 500 kV La Niña-Piura (Miguel Grau), Subestaciones, Líneas y</li> </ul>
---	----------	--	--



EST VASMOL S.A.C.  
17.01.2024 10:43  
5 22626, -80.54702  
Altitud: 94m  
Via sin nombre

S.E. Miguel Grau, fundaciones, soportes metalicos y pórticos



		<p>Concesionaria: <b>Concesionaria a Línea de Transmisión la Niña S.A.C..</b></p>	<p>Ampliaciones asociadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>En la S.E. Miguel Grau, las obras civiles para las bahías de 4 líneas 220 kV, diámetros de interruptor y medio 500 kV, así como las fundaciones y muros cortafuegos del Banco de autotransformadores monofásicos 500/220/33 kV y del Banco de Transformadores Monofásicos 500/33 kV han sido concluidas. Además, se finalizó el concreto armado para las losas en los taludes de relleno perimetral. Esta en proceso, construcción del edificio de control, casetas de campo, muro cortafuego, cerco perimetral y el acceso y puerta principal.</li> <li>En las obras electromecánicas de la S.E. Miguel Grau, se ha concluido el montaje de soportes y pórticos con perfiles de acero galvanizado para los equipos de maniobra, medición y protección de las bahías 220 kV.</li> <li>En la Ampliación de la S.E. La Niña, se finalizó el montaje del reactor de línea 500 kV 40 MVAR ha sido completado. Además, las obras civiles relacionadas con las fundaciones de pórticos y soportes de acero galvanizado para los equipos de patio 500 kV han concluido, y los equipos de maniobra, protección y medición ya están instalados en sus soportes metálicos. Se está llevando a cabo la construcción de las casetas de control y protección de campo, mientras que las interconexiones y pruebas SAT están pendientes.</li> <li>En la L.T. 500 kV La Niña-Miguel Grau, Se ha completado el montaje y nivelación de las 158 torres de la línea. Además, se ha logrado un significativo progreso con el tendido y regulación de cables de guarda y subconductores desde la T-001 hasta la T-158, incluyendo el cruce del vano T-01/T-02 con la L.T. 138 kV La Niña-Miskymayo. Queda pendiente el tendido de cables de guarda y conductores en el cruce del vano T-04/T-05 con las líneas 220 kV La Niña-Piura Oeste existentes.</li> <li>En la variante L.T. 220 kV La Niña-Piura Oeste, el frente de la L.T. 220 kV Punto Seccionamiento–Miguel Grau (L-03) L-2144/(L-2160) ha continuado con sus trabajos de montaje de torres con un avance de 29 torres iniciando el tendido de conductores.</li> <li>La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.02.2024.</li> <li>El avance global del proyecto reportado al 01.01.2024 es de 77 %.</li> </ul>	 <p>S.E. La Niña: Ampliación 500 kV; instalación banco reactores monofásicos (3x13,3+1x13,3) MVAR</p>  <p>L-5012: Torre N° 001 terminal y conectada a viga de pórtico 500 kV de la S.E. La Niña 500 kV</p>
<p>Del 17.01.2024 al 23.01.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín– Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas, y, Enlace 500 kV Celendín – Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El 27.10.2023, Proinversión adjudicó la Buena Pro a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., ya que ofertó el menor costo de servicio por el Total de los proyectos.</li> <li>El 25.01.2024, se firmó los Contratos SGT “Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín– Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas” y “Enlace 500 kV Celendín – Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas”, entre el MINEM y el Consorcio Transmantaro.</li> <li>Los proyectos tienen como objetivo reforzar la zona Norte del país, brindando confiabilidad y mayor capacidad de transferencia entre las zonas Centro y Norte. Asimismo, reducirá el riesgo de colapso de tensión frente a contingencias de gran alcance de la zona. Estas líneas de transmisión constituyen parte del segundo eje longitudinal del esquema de transmisión troncal de 500 kV del SEIN, que conectarán las zonas Centro y Norte.</li> </ul>	 <p>Firma del Contrato</p>

		(Los proyectos se ubicarán en los Departamentos de San Martín, La Libertad y Cajamarca)  Concesionaria: <b>Consortio Transmantaro</b>	<p><b>“ENLACE 500 KV HUÁNUCO – TOCACHE – CELENDÍN – TRUJILLO, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS”</b></p> <table border="1" data-bbox="647 102 1330 209"> <thead> <tr> <th>POSTOR</th> <th>COSTO DE INVERSIÓN (US\$)</th> <th>COSTO DE OYM ANUAL (US\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ALUPAR PERÚ S.A.C.</td> <td>419 920 000.00</td> <td>8 440 000.00</td> </tr> <tr> <td>INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.</td> <td>335 158 885.00</td> <td>2 500 000.00</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>“ENLACE 500 KV CELENDÍN – PIURA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS”</b></p> <table border="1" data-bbox="647 287 1330 394"> <thead> <tr> <th>POSTOR</th> <th>COSTO DE INVERSIÓN (US\$)</th> <th>COSTO DE OYM ANUAL (US\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ALUPAR PERÚ S.A.C.</td> <td>179 970 000.00</td> <td>3 617 000.00</td> </tr> <tr> <td>INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.</td> <td>272 060 776.00</td> <td>5 608 953.00</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Oferta de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (Transmantaro) mediante el cual se adjudicó los proyectos</b></p>	POSTOR	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)	ALUPAR PERÚ S.A.C.	419 920 000.00	8 440 000.00	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	335 158 885.00	2 500 000.00	POSTOR	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)	ALUPAR PERÚ S.A.C.	179 970 000.00	3 617 000.00	INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	272 060 776.00	5 608 953.00	
POSTOR	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)																				
ALUPAR PERÚ S.A.C.	419 920 000.00	8 440 000.00																				
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	335 158 885.00	2 500 000.00																				
POSTOR	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)																				
ALUPAR PERÚ S.A.C.	179 970 000.00	3 617 000.00																				
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.	272 060 776.00	5 608 953.00																				
	<b>SEIN</b> <b>G/T</b>	Próximos Proyectos a Ingresar en Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<p><b>PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</b></p> <table border="1" data-bbox="539 491 1429 694"> <thead> <tr> <th>Generación/Transmisión</th> <th>Potencia</th> <th>Puesta en Operación Comercial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.E. Wayra Extensión</td> <td>177 MW</td> <td>04.03.2024</td> </tr> <tr> <td>C.S. Cledesí</td> <td>114.93 MW</td> <td>05.03.2024</td> </tr> <tr> <td>C.T. Refinería Talara</td> <td>102,34 MW</td> <td>31.01.2024</td> </tr> <tr> <td>P.E. San Juan</td> <td>135,7 MW</td> <td>31.01.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial	C.E. Wayra Extensión	177 MW	04.03.2024	C.S. Cledesí	114.93 MW	05.03.2024	C.T. Refinería Talara	102,34 MW	31.01.2024	P.E. San Juan	135,7 MW	31.01.2024				
Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial																				
C.E. Wayra Extensión	177 MW	04.03.2024																				
C.S. Cledesí	114.93 MW	05.03.2024																				
C.T. Refinería Talara	102,34 MW	31.01.2024																				
P.E. San Juan	135,7 MW	31.01.2024																				

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CS: Central Solar, RF: Reserva Fría, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, L: Legal, P: Proyectado  
 Fecha: 25.01.2024