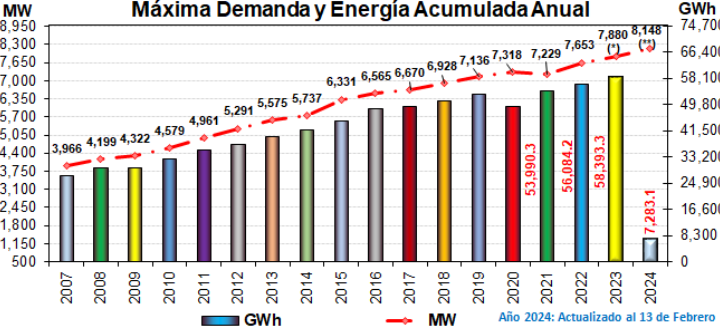
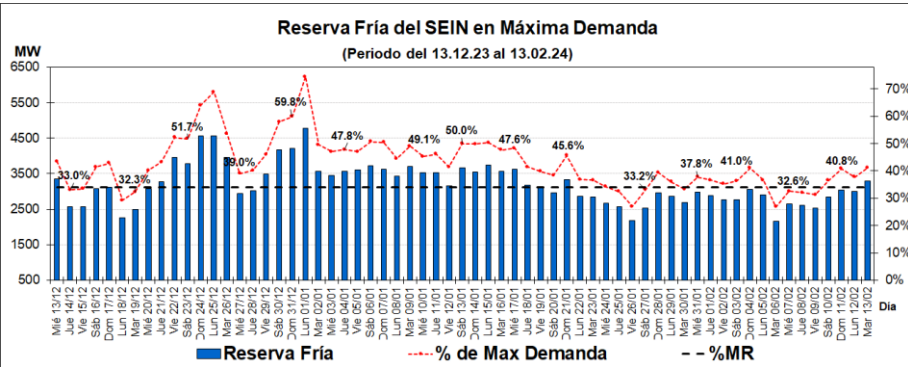
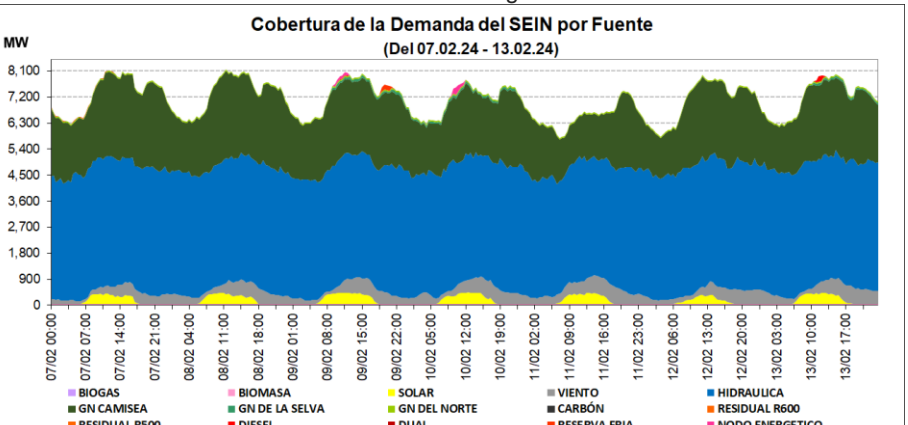
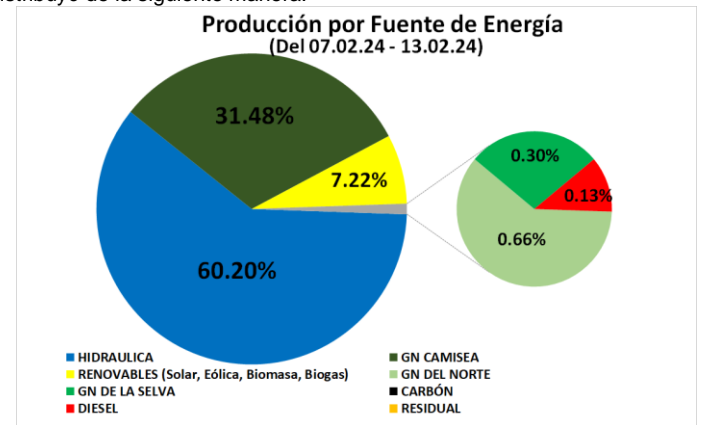
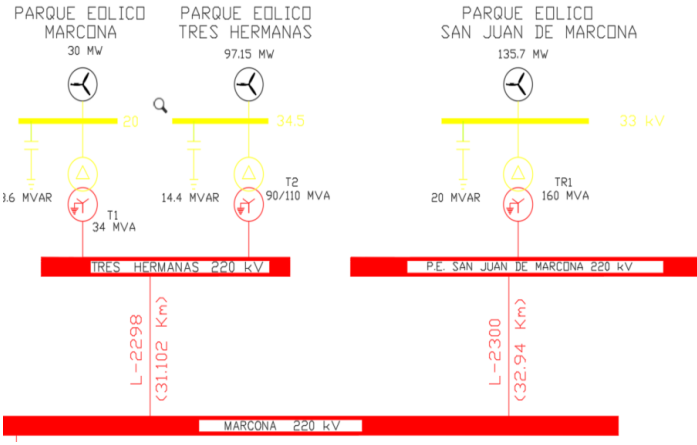
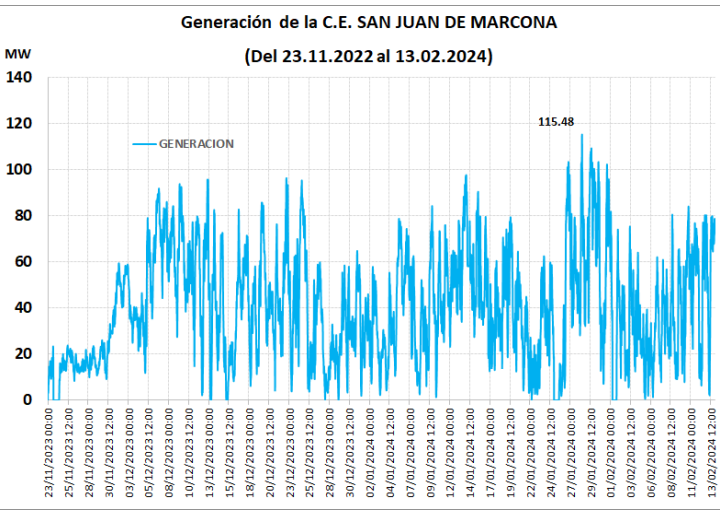

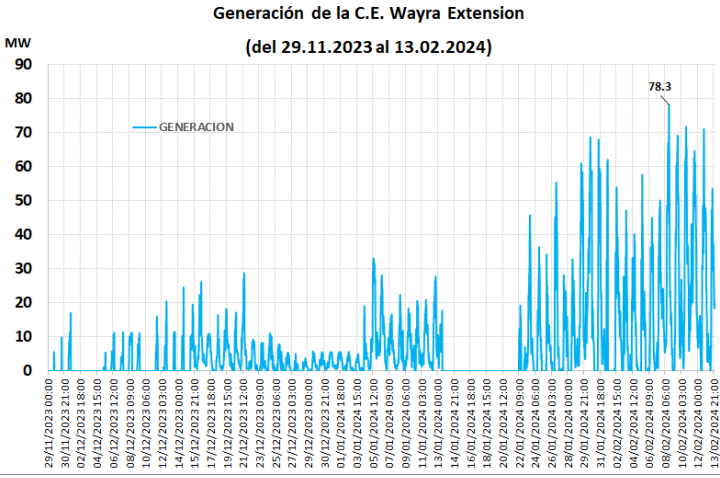
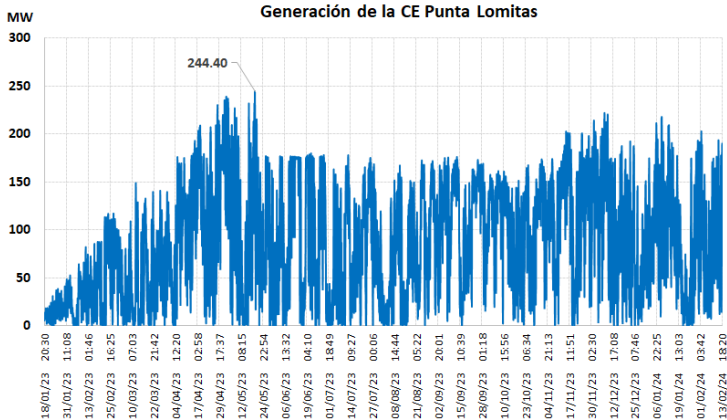
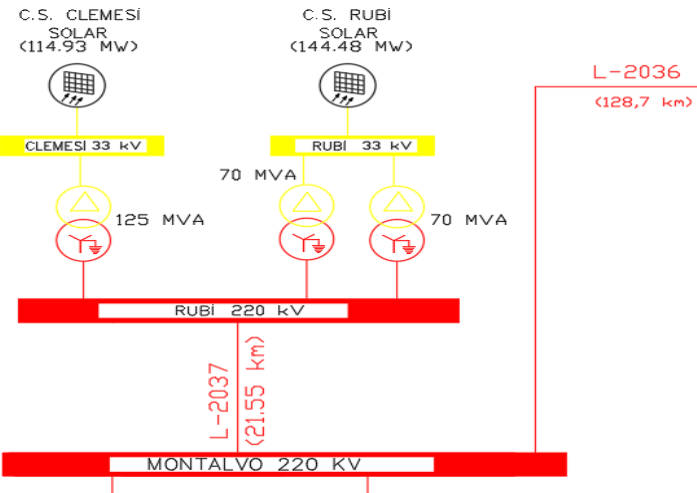
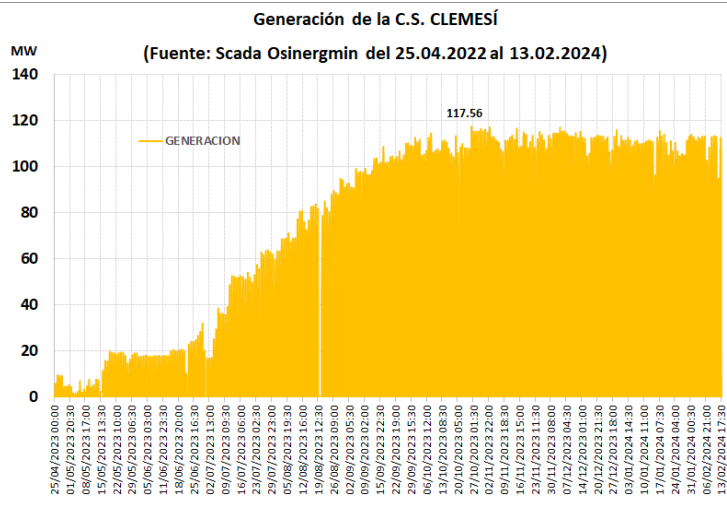


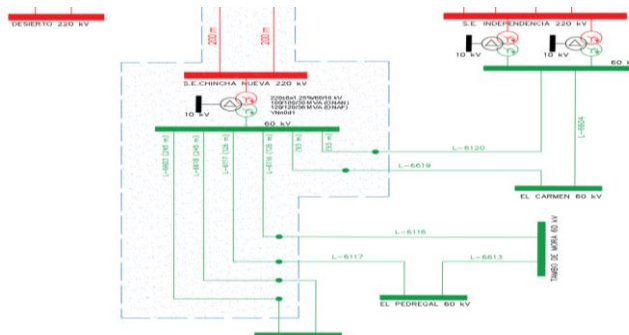
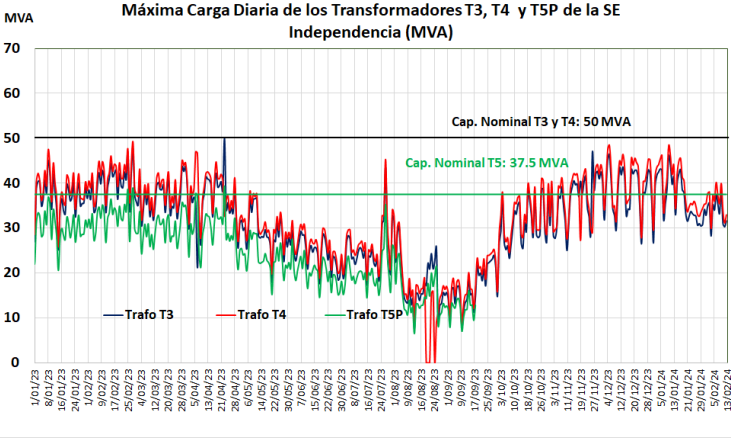
Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°934 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 07 al 13 de febrero de 2024

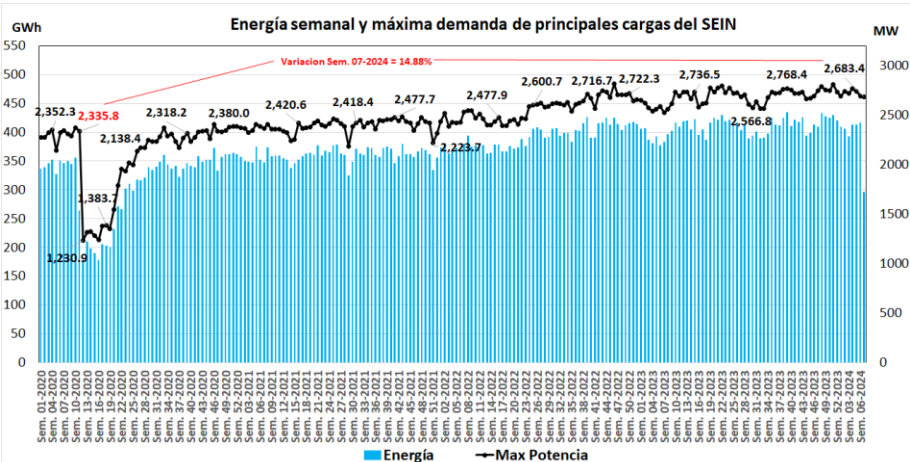
División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
08.02.2024	G  Máxima Demanda del SEIN  OSINERGHMIN	<p>A las 11:30 h del 08.02.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>8,147.74 MW</b>. Superando los 8,098.35 MW registrado el día 26.01.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 295 1355 507"> <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>1,212.41</td> <td>427.46</td> <td>35.3%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>5,171.84</td> <td>286.88</td> <td>5.5%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,763.49</td> <td>1898.09</td> <td>107.6%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>8,147.7</b></td> <td><b>2,612.4</b></td> <td><b>32.1%</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	1,212.41	427.46	35.3%	Centro	5,171.84	286.88	5.5%	Sur	1,763.49	1898.09	107.6%	<b>Total</b>	<b>8,147.7</b>	<b>2,612.4</b>	<b>32.1%</b>	<p><b>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</b></p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas.                  (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 08.02.2024 a las 11:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,212.41	427.46	35.3%																				
Centro	5,171.84	286.88	5.5%																				
Sur	1,763.49	1898.09	107.6%																				
<b>Total</b>	<b>8,147.7</b>	<b>2,612.4</b>	<b>32.1%</b>																				
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	G  Evolución de la Reserva Fria en el SEIN  OSINERGHMIN	<p><b>Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda</b> (Periodo del 13.12.23 al 13.02.24)</p> 	<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 07 al 12 de febrero las unidades quedaron indisponibles por mantenimiento preventivo menor, OVERRHAUL por 3 años; además del mantenimiento de los sistemas auxiliares y pruebas de carga post- mantenimiento.</li> <li>➤ <b>C.T. Santo Domingo de los Olleros</b> (Central: 297.3 MW): Indisponible del 09 al 12 de febrero por inspección boroscópica en la TG1.</li> <li>➤ <b>C.T. Santa Rosa II</b> (TG8: 187 MW): Indisponible del 10 al 11 de febrero por inspección en la chimenea de la turbina.</li> <li>➤ <b>C.T. Recka</b> (TG1: 187 MW): Fuera de servicio del 07 al 08 de febrero por limpieza en los inyectores, limpieza en el tanque de combustible de grupo electrógeno y pruebas en detectores de flama.</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 07.02.2024 al 13.02.2024	SEIN  Cobertura de la Demanda  OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 08.02.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p><b>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente</b> (Del 07.02.24 - 13.02.24)</p> 	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p> <p><b>Producción por Fuente de Energía</b> (Del 07.02.24 - 13.02.24)</p> 																				

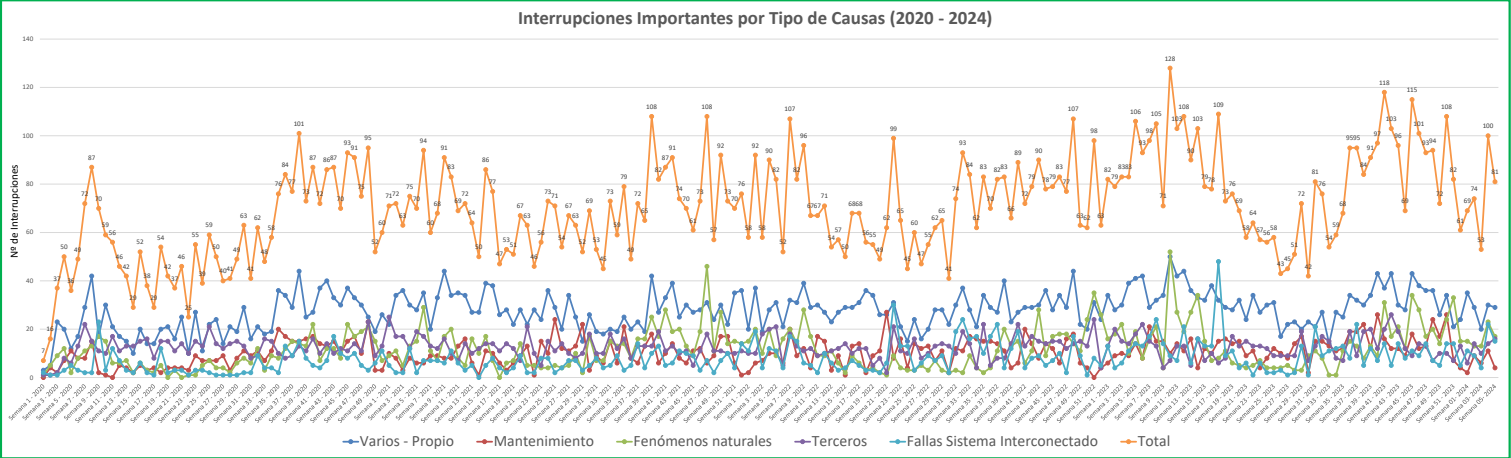
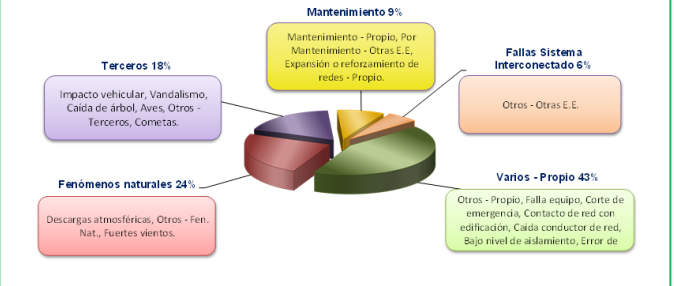

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	CE	<p><b>Energización C.E. San Juan</b></p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p><b>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A..</b></p> <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>115.48 MW</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</b> (Del 23.11.2022 al 13.02.2024)</p> 
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	CE	<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>78.3 MW</b> aproximadamente.</p> 	<p><b>Generación de la C.E. Wayra Extension</b> (del 29.11.2023 al 13.02.2024)</p> 




Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	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 07.02.2024 al 13.02.2024	CS	<p><b>Pruebas en de generación C.S Clemesi</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 Clemesi 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 13.02.2024)</p> 
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	T	<p><b>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</b></p> <p>(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito:</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 Chinchua Nueva y secuencialmente las 6 bahías de 60kV del unifilar mostrado. Como consecuencia de la puesta en servicio por pruebas de la SE Chinchua Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron</p>	


Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
	<p>Independencia)</p> <p><b>REP</b></p>	<p>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> 	<p><b>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia (MVA)</b></p> 

<p>Del 07.02.2024 al 13.02.2024</p>	<p>CL</p> <p>Carga semanal de Clientes Libres importantes del SEIN</p> <p><b>ANGLO AMERICAN QUELLAVECO / REFINERÍA TALARA</b></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 13/02/2024</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="1478 734 2161 1292"> <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>60.44</td> </tr> <tr> <td>Cajamarca Norte</td> <td>52.17</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td>35.68</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>17.03</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td>17.03</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">ZONA CENTRO</td> <td>Toromocho</td> <td>156.56</td> </tr> <tr> <td>Cajamarquilla</td> <td>141.72</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td>127.94</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td>Aceros Arequipa</td> <td>92.52</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td>68.95</td> </tr> <tr> <td>Cerro Verde</td> <td>387.53</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td>269.51</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td>146.13</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td>141.28</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td>121.83</td> </tr> </tbody> </table>	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	60.44	Cajamarca Norte	52.17	Sider Perú	35.68	Cementos Pacasmayo	17.03	Barrick - Chicama	17.03	ZONA CENTRO	Toromocho	156.56	Cajamarquilla	141.72	Minera Antamina	127.94	ZONA SUR	Aceros Arequipa	92.52	Shougang	68.95	Cerro Verde	387.53	Southern	269.51	Minera Las Bambas	146.13	Quellaveco	141.28	Tintaya + Antapaccay	121.83
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)																																					
	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	60.44																																					
		Cajamarca Norte	52.17																																					
		Sider Perú	35.68																																					
		Cementos Pacasmayo	17.03																																					
		Barrick - Chicama	17.03																																					
	ZONA CENTRO	Toromocho	156.56																																					
		Cajamarquilla	141.72																																					
		Minera Antamina	127.94																																					
	ZONA SUR	Aceros Arequipa	92.52																																					
Shougang		68.95																																						
Cerro Verde		387.53																																						
Southern		269.51																																						
Minera Las Bambas		146.13																																						
Quellaveco	141.28																																							
Tintaya + Antapaccay	121.83																																							



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros												
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	SEIN  <b>OSINERGHMIN</b>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinerghmin en este periodo suman un total de 79.</p> <table border="1" data-bbox="600 215 1361 502"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>43</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Terceros (3)</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (4)</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>6</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p> 	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%	Varios Propio (1)	43	Fenómenos Naturales (2)	24	Terceros (3)	18	Mantenimiento (4)	9	Fallas Sistema Interconectado (5)	6	<p><b>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</b></p>  <p><b>Total: 79 eventos de interrupciones reportados</b></p> <p>(1) Varios - Propio: Otros - Propio (17.6%, 14 veces, 14h 40' de duración), Falla equipo (10.1%, 8 veces, 16h 44' de duración), Corte de emergencia (8.9%, 7 veces, 7h 7' de duración), Contacto de red con edificación (2.5%, 2 veces, 1h 2' de duración), Error de maniobra (1.3%, 1 vez, 17' de duración), Bajo nivel de aislamiento (1.3%, 1 vez, 32' de duración), Caída conductor de red (1.3%, 1 vez, 1h 44' de duración).</p> <p>(2) Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (15.2%, 12 veces, 13h 20' de duración), Otros - Fen. Nat. (6.3%, 5 veces, 1h 1' de duración), Fuertes vientos (2.5%, 2 veces, 1h 4' de duración).</p> <p>(3) Terceros: Impacto vehicular (5.4%, 4 veces, 6h 52' de duración), Vandalismo (3.8%, 3 veces, 9h 45' de duración), Otros - Terceros (2.5%, 2 veces, 19h 38' de duración), Caída de árbol (2.5%, 2 veces, 7h 59' de duración), Aves (2.5%, 2 veces, 3h 11' de duración), Cometas (1.3%, 1 vez, 3h 9' de duración).</p> <p>(4) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (6.4%, 5 veces, 20h 48' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (1.3%, 1 vez, 3h 20' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (1.3%, 1 vez, 8h 11' de duración).</p> <p>(5) Fallas Sistema interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E (6%, 5 veces, 6h 19' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	43														
Fenómenos Naturales (2)	24														
Terceros (3)	18														
Mantenimiento (4)	9														
Fallas Sistema Interconectado (5)	6														
Del 07.02.2024 al 13.02.2024	SEIN  <b>OSINERGHMIN</b>	<p>Las <b>interrupciones importantes (*)</b> reportadas al Osinerghmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="631 1220 1332 1428"> <thead> <tr> <th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th> <th>Nº de Interrupciones</th> <th>% de Interrupción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Distribución</td> <td>54</td> <td>68</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>21</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>4</td> <td>5</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	Nº de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	54	68	Transmisión	21	27	Generación	4	5	<p><b>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</b></p>  <p><b>Total: 79 eventos de interrupciones reportados</b></p> <p>(1) Distribución: Causas internas (57.4%, 31 veces, 3d 8h 10' de duración), Fenómenos naturales (16.7%, 9 veces, 7h 27' de duración), Terceros (22.2%, 12 veces, 1d 15h 53' de duración), Otros suministradores (3.7%, 2 veces, 4h 31' de duración).</p> <p>(2) Transmisión: Causas internas (38.1%, 8 veces, 14h 52' de duración), Fenómenos naturales (38.1%, 8 veces, 7h 42' de duración), Terceros (9.5%, 2 veces, 6h 37' de duración), Otros suministradores (14.3%, 3 veces, 1h 18' de duración).</p> <p>(3) Generación: Causas internas (25%, 1 vez, 5' de duración), Fenómenos naturales (50%, 2 veces, 16' de duración), Otros suministradores (25%, 1 vez, 51' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	54	68													
Transmisión	21	27													
Generación	4	5													

<p>Del 07.02.2024 al 13.02.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>C.S.F. Matarani</b> (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, provincia Islay, distrito de Mollendo)</p> <p>Empresa: <b>GR CORTARRAM A S.A.C.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El 17.03.2022, mediante Resolución Directoral N° 0029-2022-MINEM/DGAAE, la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad, aprobó la Declaración de Impacto Ambiental del proyecto.</li> <li>▪ El 31.01.2023, se publicó la R.M. N° 031-2023-MINEM/DM, mediante el cual el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Central Solar Fotovoltaica Matarani" a favor de la empresa GR CORTARRAMA S.A.C.</li> <li>▪ El 08.02.2023, la Concesionaria solicitó al Ministerio de Energía y Minas la imposición de servidumbre del proyecto continua en evaluación por parte del MINEM.</li> <li>▪ El 27.07.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-807-2023, dio conformidad al Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN.</li> <li>▪ El 14.11.2023, la Concesionaria presentó el Estudio de Operatividad al COES, el cual se encuentra en etapa de revisión.</li> <li>▪ La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta 31.12.2024.</li> <li>▪ La Concesionaria informó que el 04.08.2023 inició las obras civiles del proyecto.</li> <li>▪ El 07.12.2023 el transformador llegó a obra.</li> <li>▪ Al 15.02.2024 se realizó supervisión de campo donde se verificó: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Las obras de movimiento de tierras, cerco perimétrico, caminos internos, construcción de zanjas para cables de baja y media tensión y tendido de estas se encuentran concluidos.</li> <li>○ Continúan con los trabajos de hincado y montaje de los trackers y string.</li> <li>○ Concluyeron con el montaje de las 23 unidades de conversión que contempla el proyecto, asimismo, los 147 120 paneles fotovoltaicos a instalarse ya se encuentran en obra y en proceso de montaje con un avance del 10%.</li> <li>○ En la subestación se culminó la construcción de la sala eléctrica, montaje de pórticos, cimentaciones y soportes de los equipos de patio, asimismo, se inició el montaje del transformador de tensión.</li> <li>○ El transformador de potencia de 90 MVA ya se encuentra montado, así como el grupo electrógeno y las celdas de 22,9 kV. Se encuentra pendiente la cimentación del transformador Zig-Zag y culminación del con el cerco perimétrico de la S.E.</li> </ul> </li> <li>▪ El avance global del proyecto es de 62%.</li> <li>▪ La Puesta en Operación Comercial está prevista para el 31.12.2024.</li> <li>▪ El monto de inversión será de US\$ 71,8 millones, según lo informado por la Concesionaria.</li> </ul>	 <p>Vista de una de las unidades de conversión</p>  <p>Paneles fotovoltaicos bifaciales montados</p>
<p>Del 07.02.2024 al 13.02.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>Refuerzo 1 L.T. Chilca – La Planicie – Carabayllo</b> (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Lima,</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La implementación de este proyecto implica el incremento de la capacidad de transmisión y la confiabilidad del esquema troncal de 500 kV, y de esta manera descongestionará las redes de 220 kV existentes en la zona de Lima.</li> <li>▪ El Informe Técnico Sustentatorio Ambiental fue aprobado el 19.05.2021.</li> <li>▪ El 06.09.2022, mediante Oficio N° 1519-2022-MINEM/DGE, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva.</li> <li>▪ El 14.09.2022, con Oficio 1574-2022-MINEM/DGE, el MINEM dio la conformidad al Cierre Financiero del proyecto.</li> <li>▪ El 17.01.2023, CTM presentó al COES el EO del Refuerzo 1 y 2, Etapa 01_Energización 2do ATR Chilca CTM.</li> <li>▪ El 27.03.2023, CTM presentó al COES el EO del Refuerzo 1 y 2, Etapa 02_Reconfiguración a 500 kV Planicie - Carabayllo y energización ATR Planicie.</li> <li>▪ El 26.07.2023, mediante Carta COES/D/DP-655-2023, el COES aprobó el EO Etapa 01.</li> <li>▪ El 27.07.2023, mediante Carta COES/D/DP-803-2023, el COES aprobó el EO</li> </ul>	 <p>Bahía de salida 500 kV L.T. 500 kV Chilca-La Planicie (L-5002) culminada</p>

		provincias de Cañete y Lima, distritos de Chilca, Carabayllo y Molina)  Concesionaria: <b>CONSORCIO TRANSMANT ARO (CTM)</b>	Etapa 02. <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se culminaron las obras civiles en la S.E. Carabayllo, se encuentra en revisión conjunta el dossier de calidad, en proceso de levantamiento de observaciones de los protocolos de pruebas.</li> <li>▪ En la S.E. Chilca se realiza el reforzamiento de elementos en las columnas de pórticos, se realizó inspección con HITACHI para el levantamiento de observaciones.</li> <li>▪ La L.T. Carabayllo-La Planicie (L-5004) se encuentra energizada desde el 26.08.2023.</li> <li>▪ El 11.09.2023 se presentó al COES el informe de pruebas de la L-5004 y S.E. Carabayllo.</li> <li>▪ El 28.10.2023 se montó la viga en S.E. Chilca para la transición entre la zona 500 y 220 kV.</li> <li>▪ Se concluyó con el suministro, montaje, pruebas del Banco de Autotransformadores 500/220/33 kV, 120/160/200 MVA, ONAN/ONAF1/ONAF2 Fabricante HYOSUNG CHINA, con código de Operación AT133-523.</li> <li>▪ El día 04.01.2024 a las 07:13 Horas luego de coordinaciones formales con el COES, se energizó por primera vez el citado banco de autotransformadoras.</li> <li>▪ Del 08.01.2024 al 09.02.2024, esto es, en 30 días aproximadamente, se ha logrado un avance de 11 torres de 106 torres que dispone el tramo Chilca-La Planicie, sin discriminar si son del tipo anclaje o suspensión. Se recomendó que se duplique o triplique los frentes de trabajo, que permita energizarla el 04.08.2024.</li> <li>▪ El avance global del proyecto es de 80,5%. Avance Económico: US\$ 18,05 millones (71,6%).</li> </ul>	 <p style="text-align: center;"><b>Trabajos de reconfiguración de 220 a 500 kV en la T28 tramo Chilca- La Planicie</b></p>
--	--	--	--	--

<b>SEIN G/T</b>	Próximos Proyectos a Ingresar en Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<b>PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</b>		
		<b>Generación/Transmisión</b>	<b>Potencia</b>	<b>Puesta en Operación Comercial</b>
		C.E. Wayra Extensión	177 MW	04.03.2024
		C.S. Clemesí	114,93 MW	05.03.2024
		C.T. Refinería Talara	102,34 MW	19.04.2024
	P.E. San Juan	135,7 MW	31.03.2024	

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: Projectado  
 Fecha: 15.02.2024