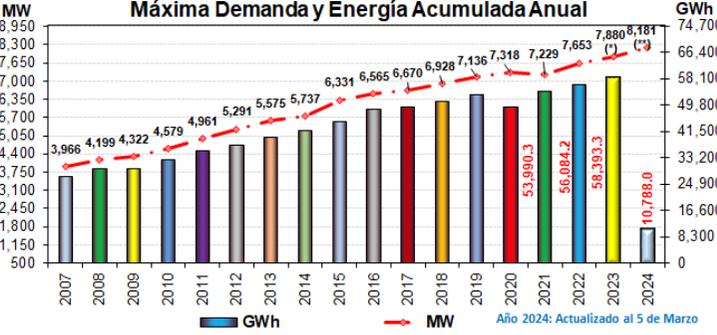
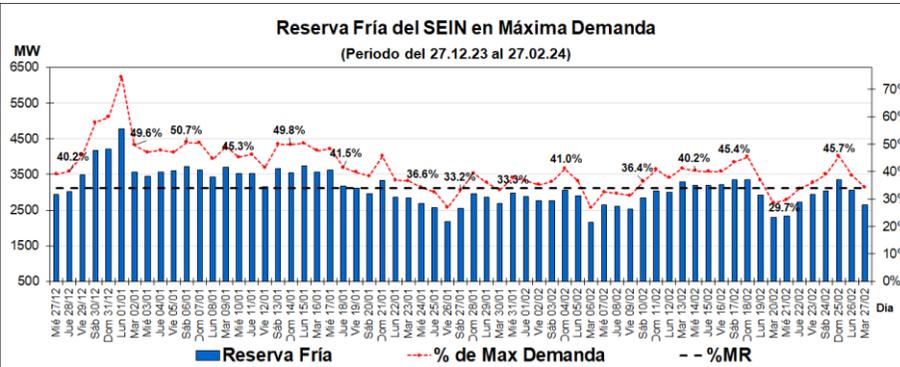
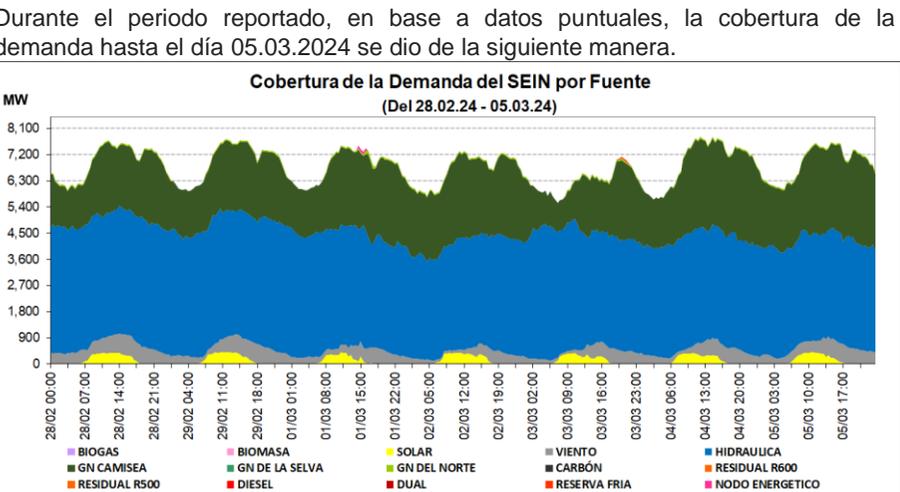
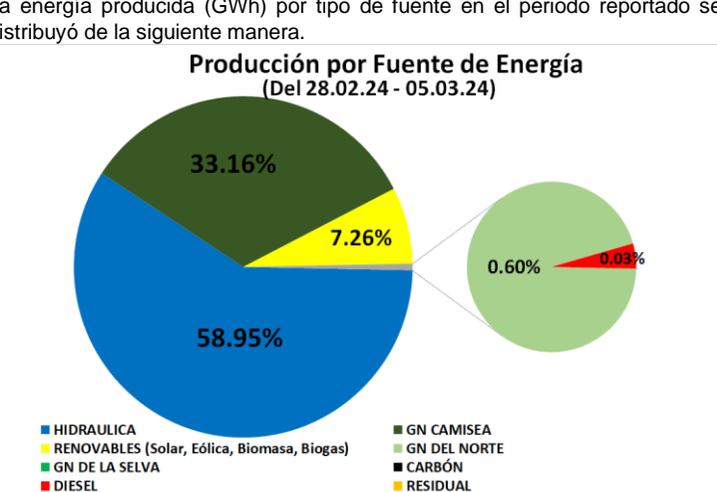
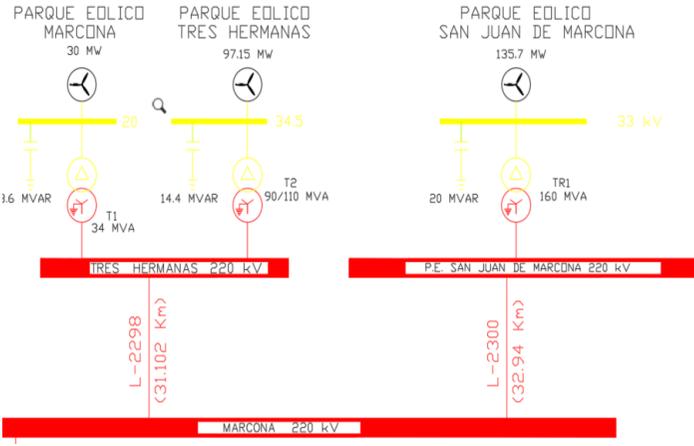
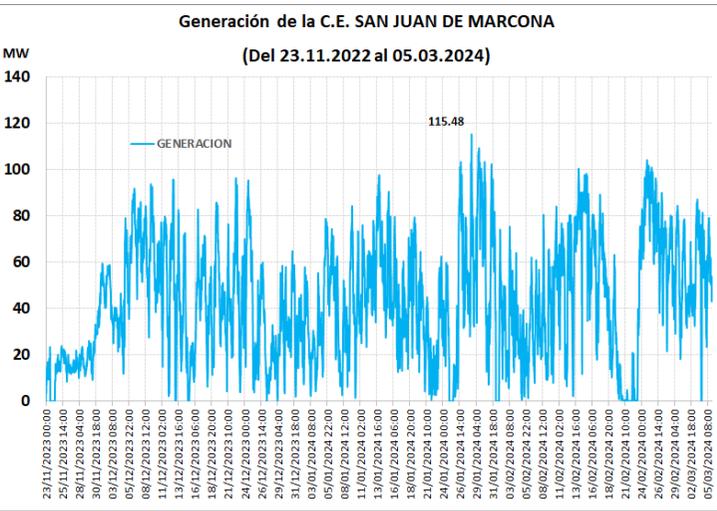
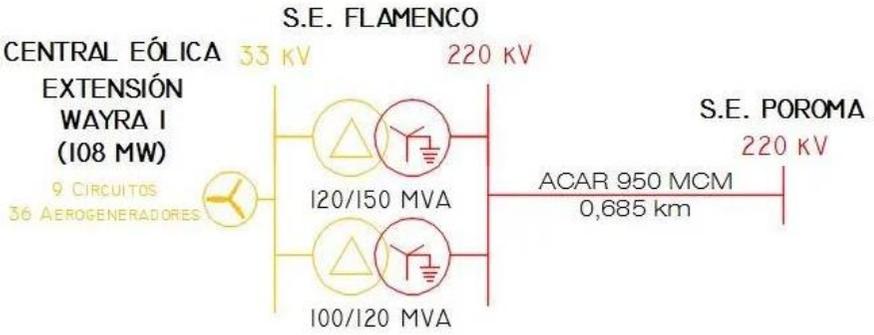
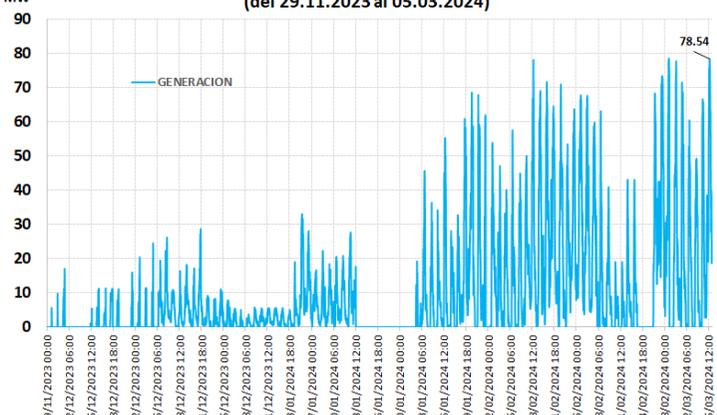
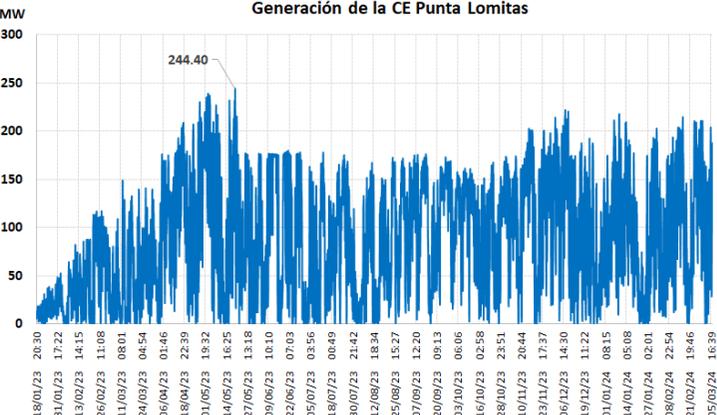
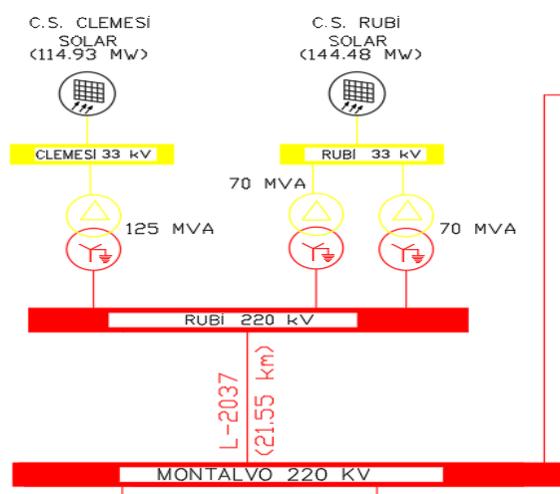
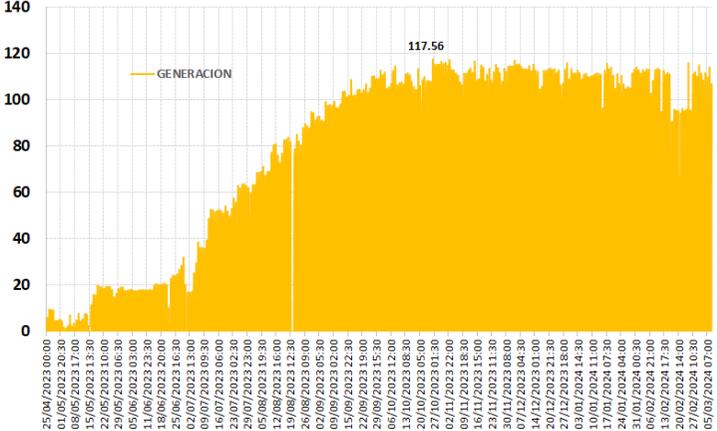
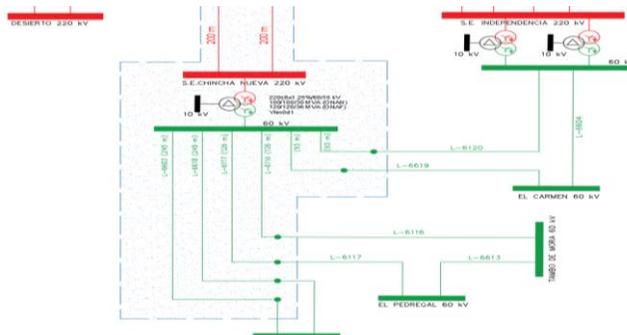
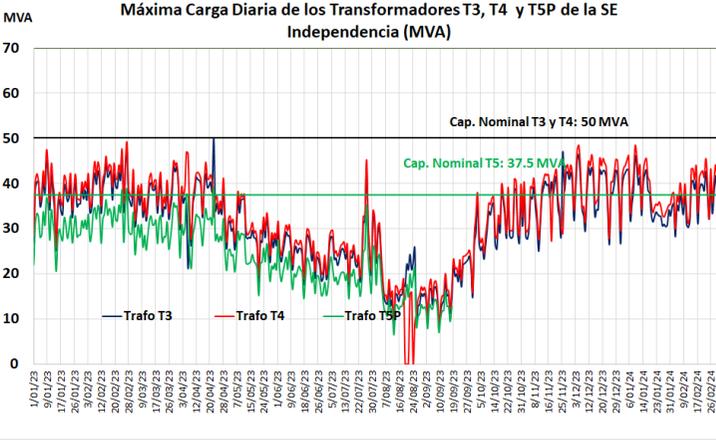
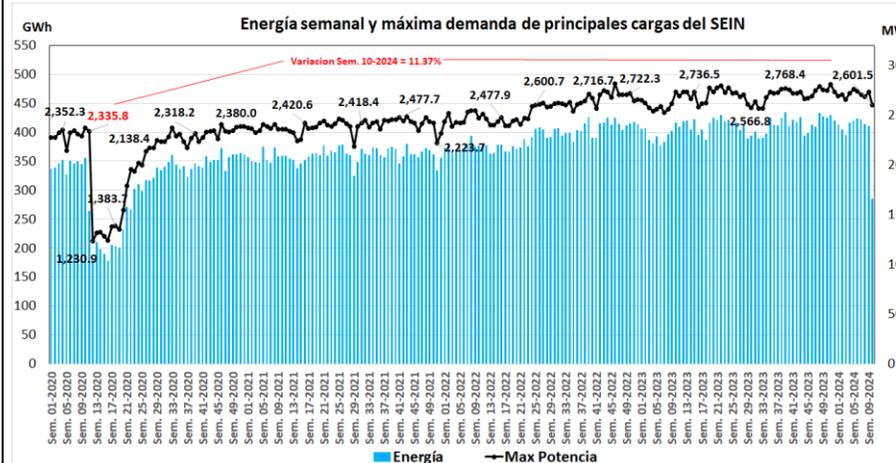
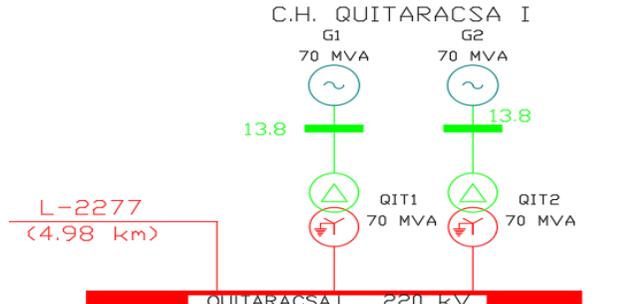


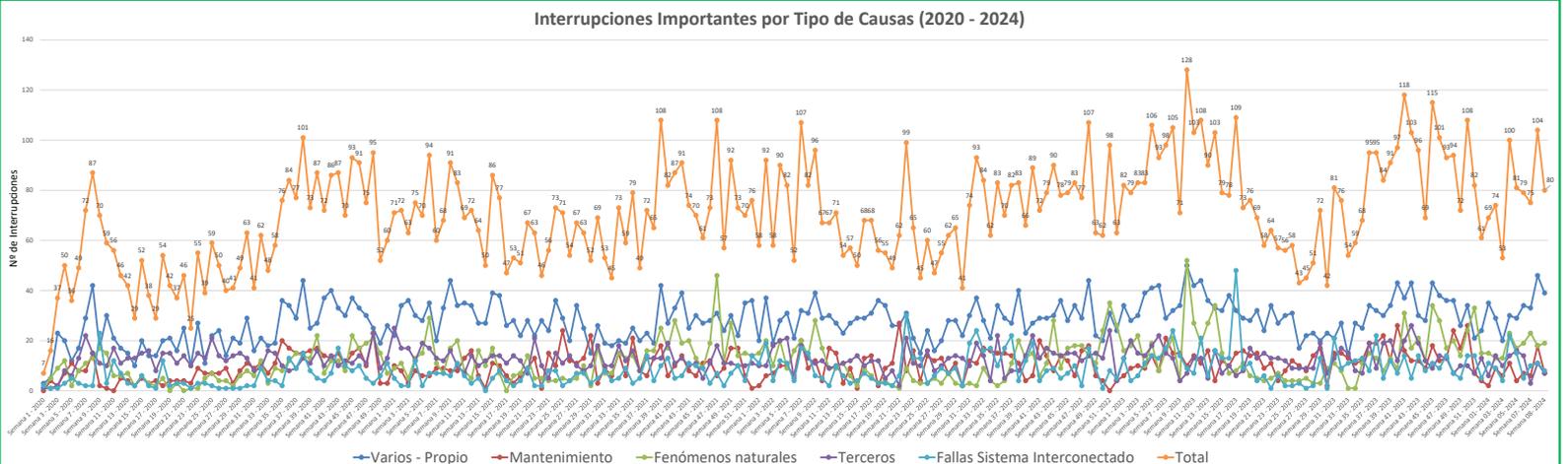
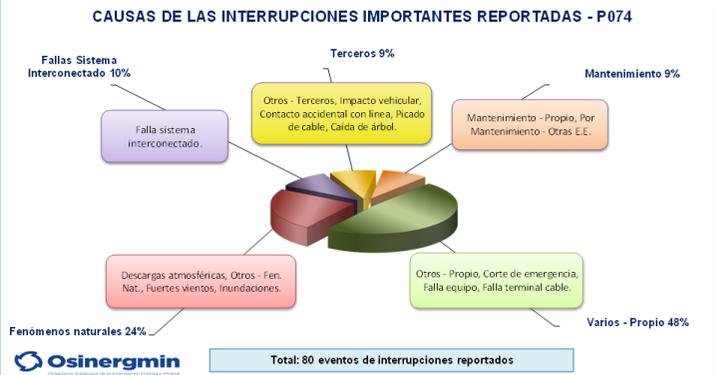
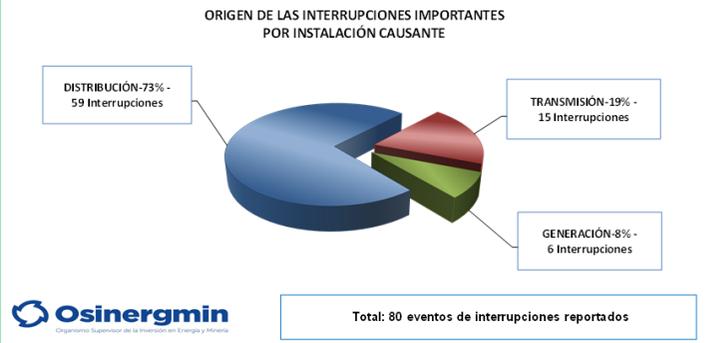
División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
04.03.2024	G  Máxima Demanda del SEIN  OSINERGHMIN	<p>A las 14:30 h del 04.03.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,816.69 MW. No superando los 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 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>1,132.09</td> <td>606.83</td> <td>53.6%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,983.07</td> <td>530.98</td> <td>10.7%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,701.53</td> <td>1915.82</td> <td>112.6%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7,816.7</b></td> <td><b>3,053.6</b></td> <td><b>39.1%</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	1,132.09	606.83	53.6%	Centro	4,983.07	530.98	10.7%	Sur	1,701.53	1915.82	112.6%	<b>Total</b>	<b>7,816.7</b>	<b>3,053.6</b>	<b>39.1%</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	1,132.09	606.83	53.6%																				
Centro	4,983.07	530.98	10.7%																				
Sur	1,701.53	1915.82	112.6%																				
<b>Total</b>	<b>7,816.7</b>	<b>3,053.6</b>	<b>39.1%</b>																				
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	G  Evolución de la Reserva Fria en el SEIN  OSINERGHMIN	<p><b>Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda</b> (Periodo del 27.12.23 al 27.02.24)</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. Aguaytia</b> (Central: 180.16 MW): Del 28 de febrero al 02 de marzo la central quedo indisponible por restricción total de suministro de gas seco.</li> <li>➤ <b>C.T. Kallpa</b> (TG2: 180 MW): Del 28 al 29 de febrero la unidad quedo indisponible por mantenimiento preventivo realizando la inspección boroscópica.</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 28.02.2024 al 05.03.2024	SEIN  Cobertura de la Demanda  OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 05.03.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p><b>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente</b> (Del 28.02.24 - 05.03.24)</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 28.02.24 - 05.03.24)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	CE	<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 de Marcona.</p> <p>El 22.11.2023, a las 09:47 h, sincronizó primera vez con el SEIN la C.E. San Juan de Marcona desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR (135MW de potencia instalada). A la fecha, la Central viene operado 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 05.03.2024)</p> 
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	CE	<p>Desde afines de noviembre de 2023, la C.E. Wayra Extensión viene realizando pruebas de puesta en servicio (108 MW de potencia instalada). A la fecha registró una generación máxima de <b>78.7 MW</b> aproximadamente.</p> 	<p><b>Generación de la C.E. Wayra Extension</b> (del 29.11.2023 al 05.03.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	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 C.E. 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 24 de diciembre del 2023 aprobó la POC del Proyecto “Central Eólica Expansión Punta Lomitas con 36.4 MW”, que sumado a la potencia de la C.E. Punta Lomitas totalizan 296,4 MW.</b></p>	<p><b>Generación de la CE Punta Lomitas</b></p> 
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	CS	<p><b>Pruebas en de Circuitos 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 05.03.2024)</p> 
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	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 de la SE Chinchua Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron de forma</p>	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																																						
	Independencia)  <b>REP</b>	<p>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 del Contrato firmado por el MINEM y EGESUR.</p> 	<p><b>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia (MVA)</b></p> 																																																																																						
Del 28.02.2024 al 05.03.2024	CL	<p>En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinерías, hidrocarburos).</p>  <p>Grafica actualizada hasta el 5/03/2024</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> A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 155.31 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1456 750 2172 1181"> <thead> <tr> <th rowspan="2">MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN</th> <th rowspan="2">ZONAS</th> <th rowspan="2">EMPRESA</th> <th>Potencia Maxima</th> <th>Potencia Minima</th> <th rowspan="2">Potencia Promedio (MW)</th> </tr> <tr> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td>Rf Talara Pariñas</td> <td></td> <td>61.97</td> <td>51.68</td> <td>57.79</td> </tr> <tr> <td>Cajamarca Norte</td> <td></td> <td>57.63</td> <td>46.16</td> <td>51.56</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td></td> <td>55.78</td> <td>9.32</td> <td>38.31</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td></td> <td>22.00</td> <td>0.80</td> <td>20.87</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td></td> <td>19.05</td> <td>12.82</td> <td>16.42</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA CENTRO</td> <td>Cajamarquilla</td> <td></td> <td>176.21</td> <td>46.82</td> <td>156.04</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td></td> <td>127.40</td> <td>101.72</td> <td>124.08</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td></td> <td>146.97</td> <td>38.87</td> <td>122.35</td> </tr> <tr> <td>Toromocho</td> <td></td> <td>168.63</td> <td>88.62</td> <td>81.92</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td></td> <td>160.75</td> <td>27.39</td> <td>77.53</td> </tr> <tr> <td rowspan="7">ZONA SUR</td> <td>Cerro Verde</td> <td></td> <td>435.02</td> <td>223.37</td> <td>420.34</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td></td> <td>293.13</td> <td>221.04</td> <td>270.47</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td></td> <td>155.18</td> <td>87.04</td> <td>148.71</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td></td> <td>150.12</td> <td>110.38</td> <td>132.44</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td></td> <td>128.54</td> <td>114.81</td> <td>119.94</td> </tr> </tbody> </table>	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima	Potencia Minima	Potencia Promedio (MW)	(MW)	(MW)	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas		61.97	51.68	57.79	Cajamarca Norte		57.63	46.16	51.56	Sider Perú		55.78	9.32	38.31	Cementos Pacasmayo		22.00	0.80	20.87	Barrick - Chicama		19.05	12.82	16.42	ZONA CENTRO	Cajamarquilla		176.21	46.82	156.04	Minera Antamina		127.40	101.72	124.08	Shougang		146.97	38.87	122.35	Toromocho		168.63	88.62	81.92	Aceros Arequipa		160.75	27.39	77.53	ZONA SUR	Cerro Verde		435.02	223.37	420.34	Southern		293.13	221.04	270.47	Minera Las Bambas		155.18	87.04	148.71	Quellaveco		150.12	110.38	132.44	Tintaya + Antapaccay		128.54	114.81	119.94
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima				Potencia Minima	Potencia Promedio (MW)																																																																																	
			(MW)	(MW)																																																																																					
ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas		61.97	51.68	57.79																																																																																				
	Cajamarca Norte		57.63	46.16	51.56																																																																																				
	Sider Perú		55.78	9.32	38.31																																																																																				
	Cementos Pacasmayo		22.00	0.80	20.87																																																																																				
	Barrick - Chicama		19.05	12.82	16.42																																																																																				
ZONA CENTRO	Cajamarquilla		176.21	46.82	156.04																																																																																				
	Minera Antamina		127.40	101.72	124.08																																																																																				
	Shougang		146.97	38.87	122.35																																																																																				
	Toromocho		168.63	88.62	81.92																																																																																				
	Aceros Arequipa		160.75	27.39	77.53																																																																																				
ZONA SUR	Cerro Verde		435.02	223.37	420.34																																																																																				
	Southern		293.13	221.04	270.47																																																																																				
	Minera Las Bambas		155.18	87.04	148.71																																																																																				
	Quellaveco		150.12	110.38	132.44																																																																																				
	Tintaya + Antapaccay		128.54	114.81	119.94																																																																																				
	Del 28.02.2024 al 05.03.2024	G	<p><b>Energización C.H. Quitaracsa</b> (Departamento: Ancash, Provincia: Huaylas, Distrito: Yuracmarca)</p> <p><b>ENGIE</b></p> <p>El 30.11.23 se sincronizo por primera vez el nuevo transformador QIT2 de la S.E. Quitaracsa desde el lado de 220 Kv comenzando las pruebas de arranque y toma de carga dándose las pruebas a plena carga desde el 03.12.23.</p> <p>El 17.12.23 entro en POC la unidad G2 de la central con 57.5 MW de potencia instalada.</p> <p>Del 03.03.24 al 04.03.24 y de acuerdo con el cronograma de operación se energizó por primera vez el nuevo transformador QT1 sin carga en la S.E. Quitaracsa desde el lado de 220 kV.</p>																																																																																						

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
<p>Del 28.02.2024 al 05.03.2024</p>	<p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Causas)</p> <p><b>OSINERGMIN</b></p>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 80.</p> <table border="1" data-bbox="600 194 1361 478"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>48</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (3)</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Terceros (4)</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (5)</td> <td>9</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)	48	Fenómenos Naturales (2)	24	Fallas Sistema Interconectado (3)	10	Terceros (4)	9	Mantenimiento (5)	9	 <p>(1) Varios - Propio: Otros - Propio (36,6%, 30 veces, 6h 28' de duración), Corte de emergencia (6,3%, 5 veces, 17h 14' de duración), Falla equipo (3,8%, 3 veces, 20h 39' de duración), Falla terminal cable (1,3%, 1 vez, 51' de duración).</p> <p>(2) Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (8,9%, 7 veces, 9h 47' de duración), Otros - Fen. Nat. (7,5%, 6 veces, 15h 3' de duración), Fuertes vientos (6,3%, 5 veces, 3h 16' de duración), Inundaciones (1,3%, 1 vez, 1h 20' de duración).</p> <p>(3) Fallas Sistema Interconectado: Falla sistema interconectado (10%, 8 veces, 10h 13' de duración).</p> <p>(4) Terceros: Otros - Terceros (2,55%, 2 veces, 4h 54' de duración), Impacto vehicular (2,55%, 2 veces, 58' de duración), Picado de cable (1,3%, 1 vez, 1h 24' de duración), Caída de árbol (1,3%, 1 vez, 6h 31' de duración), Contacto accidental con línea (1,3%, 1 vez, 1h 10' de duración).</p> <p>(5) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (7,7%, 6 veces, 5h 7' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (1,3%, 1 vez, 3h 50' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	48														
Fenómenos Naturales (2)	24														
Fallas Sistema Interconectado (3)	10														
Terceros (4)	9														
Mantenimiento (5)	9														
<p>Del 28.02.2024 al 05.03.2024</p>	<p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</p> <p><b>OSINERGMIN</b></p>	<p>Las <b>interrupciones importantes (*)</b> reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="631 1216 1328 1423"> <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>59</td> <td>73</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>15</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>Generacion</td> <td>6</td> <td>8</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	59	73	Transmisión	15	19	Generacion	6	8	 <p>(1) Distribución: Causas Internas (55,9%, 33 veces, 6d 11h 10' de duración), Fenómenos naturales (23,7%, 14 veces, 15h 16' de duración), Terceros (11,9%, 7 veces, 14h 59' de duración), Otros suministradores (8,5%, 5 veces, 8h 48' de duración).</p> <p>(2) Transmisión: Causas Internas (46,7%, 7 veces, 1d 6h 46' de duración), Fenómenos naturales (26,65%, 4 veces, 6h 11' de duración), Otros suministradores (26,65%, 4 veces, 5h 15' de duración).</p> <p>(3) Generación: Causas Internas (83,3%, 5 veces, 1d 8h 23' de duración), Fenómenos naturales (16,7%, 1 vez, 8h de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	59	73													
Transmisión	15	19													
Generacion	6	8													

<p>Del 28.02.2024 al 05.03.2024</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 del 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>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 27.01.2023, con carta COES/D/DP-087-2023, el COES otorgó la conformidad al Estudio de Pre Operatividad.</li> <li>El 18.04.2023, mediante R.M. N° 157-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Primera Modificación al Contrato de Concesión N° 557-2020, calificando eventos que afectaron la ruta crítica del Calendario de Ejecución de Obras en un plazo total de 374 días calendario.</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>Con carta COES/D/DP-1186-2023 del 20.11.2023, el COES aprobó el Estudio de Operatividad.</li> <li>Con carta COES/D/DP-1191-2023 del 22.11.2023, el COES autorizó la conexión para las pruebas de puesta en servicio del proyecto C.E. Wayra Extensión de 177 MW, hasta el 29.02.2024.</li> <li>La Central Eólica Wayra Extensión es la ampliación de la existente Central Eólica Wayra I; por lo tanto, el punto determinado para la conexión será la futura barra en 220 kV de la SE. Flamenco.</li> <li>Las obras civiles y el montaje de aerogeneradores se concluyeron, continúan las obras civiles en la S.E. Ampliación Flamenco.</li> <li>Como avance físico y global al 07.03.24 se está en un 99%. En cuanto al comisionamiento se está en un 80% con la energización y pruebas a 24 aerogeneradores, de los cuales 15 ya están entregando energía al Sistema Interconectado Nacional. A la fecha se está en la fase de energización y comisionamiento de 2 circuitos de la barra 3 (06 aerogeneradores), que anteriormente tenían problemas con los equipos de Siemens.</li> </ul>
---	----------	---	--



Pruebas de Comisionamiento Aerogeneradores



Vista de Parámetros de Energización a un Aerogenerador

<p>Del 28.02.2024 al 05.03.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: <b>Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco</b></p> <p>(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Junín y Huánuco, provincias de Chanchamayo</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>El 28.08.2020, se aprobó el EIA del proyecto, a través de la R.D. N° 0085-2020-SENACE-PE/DEIN.</li> <li>El 26.10.2020 mediante Carta COES/D/DP-1096-2020, el COES aprobó el EPO del proyecto.</li> <li>El 16.12.2022, mediante Carta COES/D/DP-1096-2022, el COES el COES aprobó el Estudio de Operatividad del proyecto YANA Etapa 1; que comprende las líneas Chaglla-Tingo María, Antamina-Yungas y Vizcarra-Yungas. Con relación al Estudio de Operatividad del YANA Etapa 2, se encuentra en proceso de elaboración.</li> <li>Mediante R.M. N° 216-2023-MINEM-DM del 31.05.2023, el MINEM aprobó ampliar el plazo de la POC hasta el 29.01.2023, el hito POC no se cumplió.</li> </ul>
---	----------	---	---



En amarillo posible nueva ubicación de S.E. Yaros

	<p>, Dos de Mayo y Huánuco, distritos de Chanchamayo , Chuquis y Amarilis)</p> <p>Concesionaria: <b>Consortio Transmantaro S.A.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El 06.03.2023, mediante carta CS00315-23031031 presentó el expediente del Estudio de Operatividad del proyecto YANA Etapa 2; que comprende las líneas asociadas a la subestación Yaros.</li> <li>▪ Sobre las filtraciones de agua y movimientos de la plataforma que generaron grietas, deformaciones y rajaduras en la S.E. Yaros, la Consultora SFI SAS, (contratada por CTM), concluye y recomienda no continuar con la construcción de la S.E. Yaros en su actual emplazamiento. CTM realiza las gestiones para la adquisición del terreno para la nueva ubicación de la S.E. Yaros.</li> <li>▪ El retraso en la Puesta en Operación Comercial (POC) del proyecto YANA podría tener un impacto negativo en el proyecto Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía de la Concesionaria Líneas de Transmisión La Niña S.A.C. (CLTLN). Esto se debe a que el mencionado enlace incluye la variante de la Línea de Transmisión 220 kV Chaglla-Tingo María del proyecto YANA. Esta variante es crucial para la conexión de la Subestación Nueva Tingo María (Leoncio Prado) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Para lograr esta conexión, es necesario que la mencionada línea esté en funcionamiento.</li> <li>▪ CTM ha solicitado al MINEM ampliación de plazo para la POC al 02.03.2028 por fuerza mayor debido a la reubicación de la S.E. Yaros.</li> <li>▪ Conforme a la Cláusula 4.4 y el Anexo 7 del nuevo Contrato de Concesión “Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo”, el inicio de obra se estima para el 25.01.2027, esto es, aproximadamente un (1) año antes de la POC del proyecto YANA (02.03.2028).</li> <li>▪ Se concluye que los atrasos en la culminación de la S.E. Yaros impacta en los proyectos YANA (CTM), Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía (CLTLN), Enlace 500 kV Huánuco-Tocache – Celendín - Trujillo (YAPAY) y Enlace 500 kV Celendín-Piura” (YAPAY).</li> <li>▪ El avance global del proyecto es 90,6%.</li> </ul>
--	---	---



**T18N: Regulado de conductores – LT Yaros-Yungas**

<b>SEIN G/T</b>	Próximos Proyectos a Ingresar en Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<p style="text-align: center;"><b>PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">Generación/Transmisión</th> <th style="width: 20%;">Potencia</th> <th style="width: 30%;">Puesta en Operación Comercial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.E. Wayra Extensión</td> <td style="text-align: center;">177,00 MW</td> <td style="text-align: center;">31.03.2024</td> </tr> <tr> <td>P.E. San Juan</td> <td style="text-align: center;">135,70 MW</td> <td style="text-align: center;">31.03.2024</td> </tr> <tr> <td>C.T. Refinería Talara</td> <td style="text-align: center;">102,34 MW</td> <td style="text-align: center;">19.04.2024(*)</td> </tr> </tbody> </table> <p><small>* Fecha informada por el concesionario</small></p>	Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial	C.E. Wayra Extensión	177,00 MW	31.03.2024	P.E. San Juan	135,70 MW	31.03.2024	C.T. Refinería Talara	102,34 MW	19.04.2024(*)
Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial												
C.E. Wayra Extensión	177,00 MW	31.03.2024												
P.E. San Juan	135,70 MW	31.03.2024												
C.T. Refinería Talara	102,34 MW	19.04.2024(*)												

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: 07.02.2024