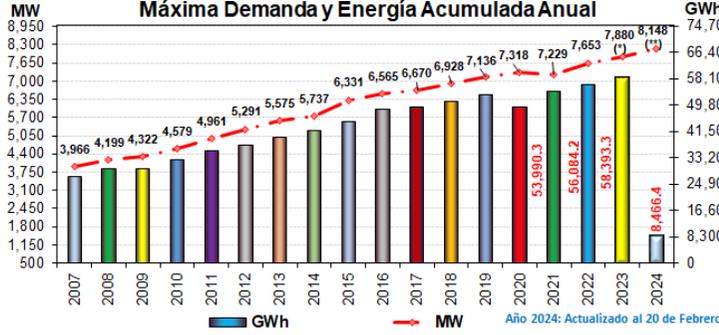
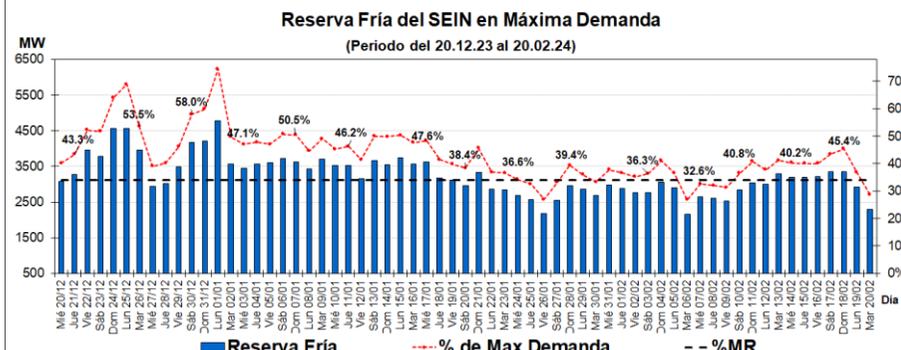
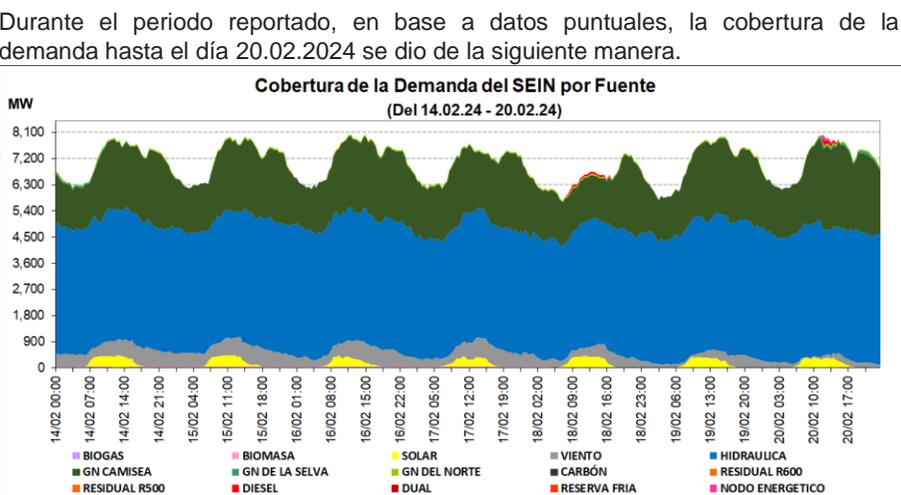
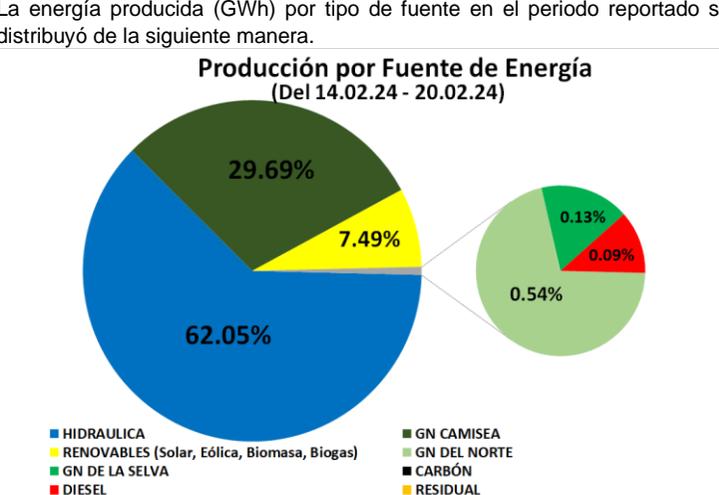
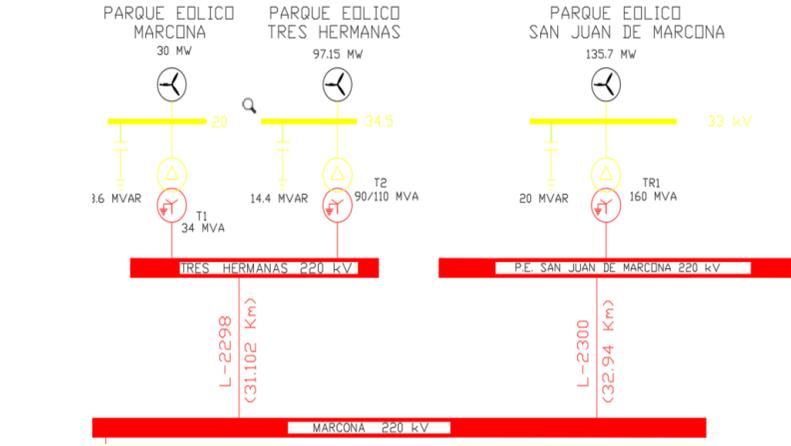
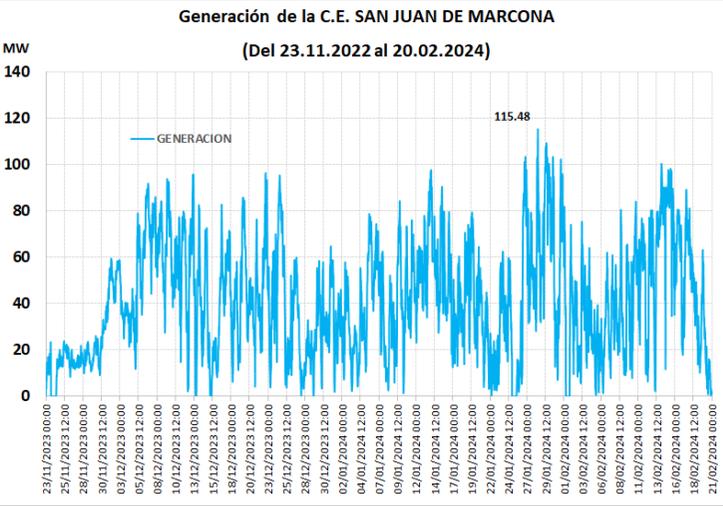
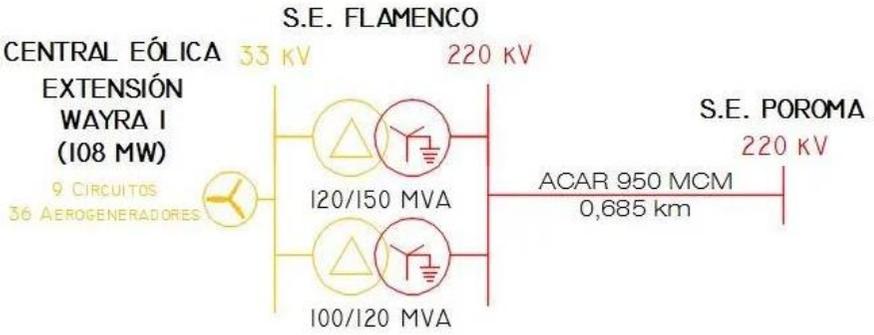
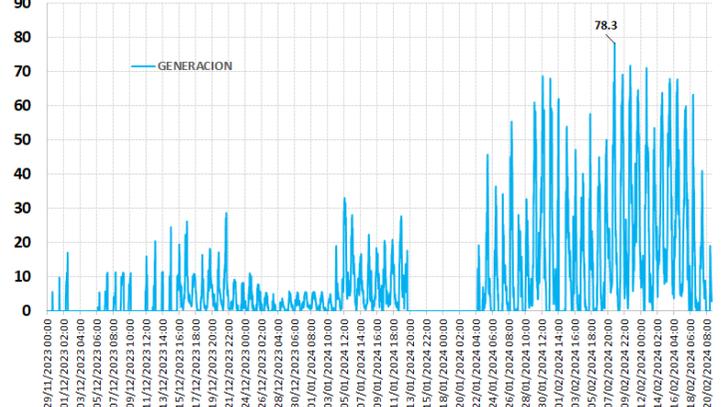
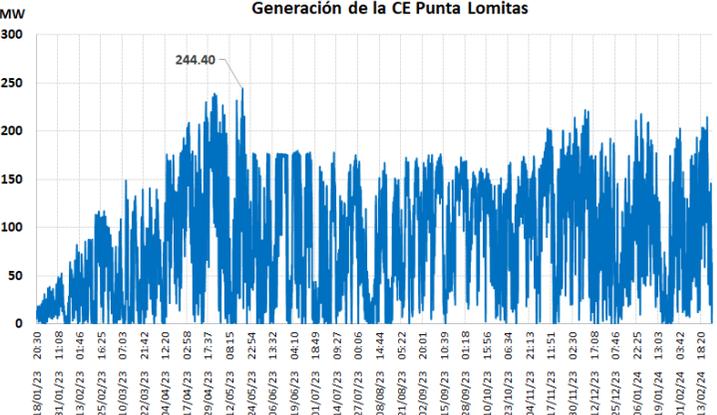
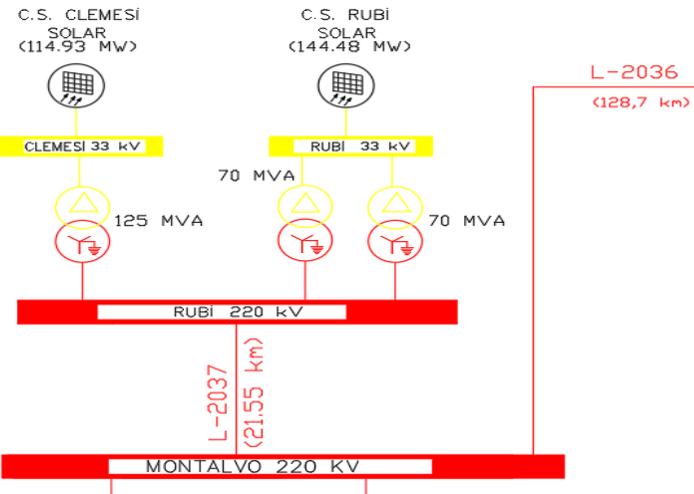
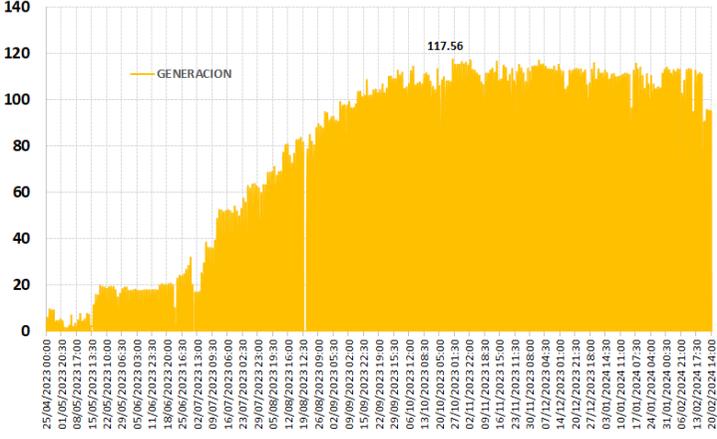
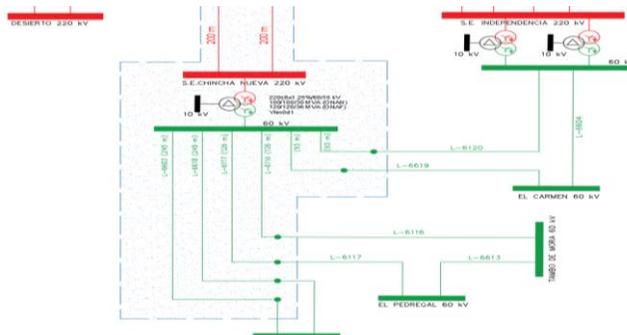
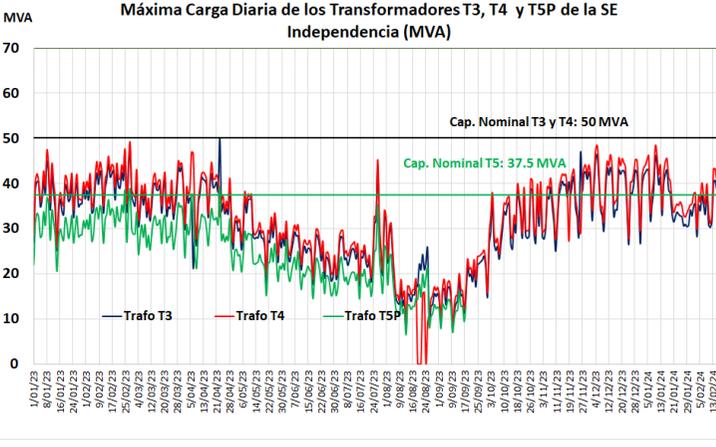


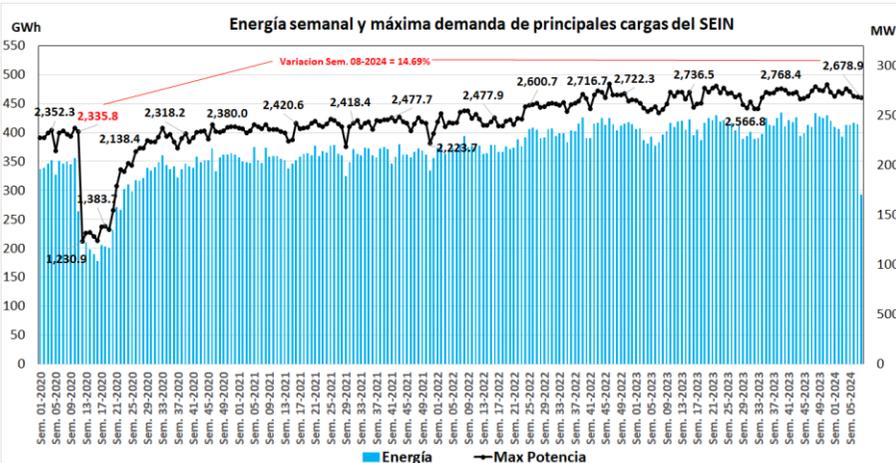
División de Supervisión de Electricidad.

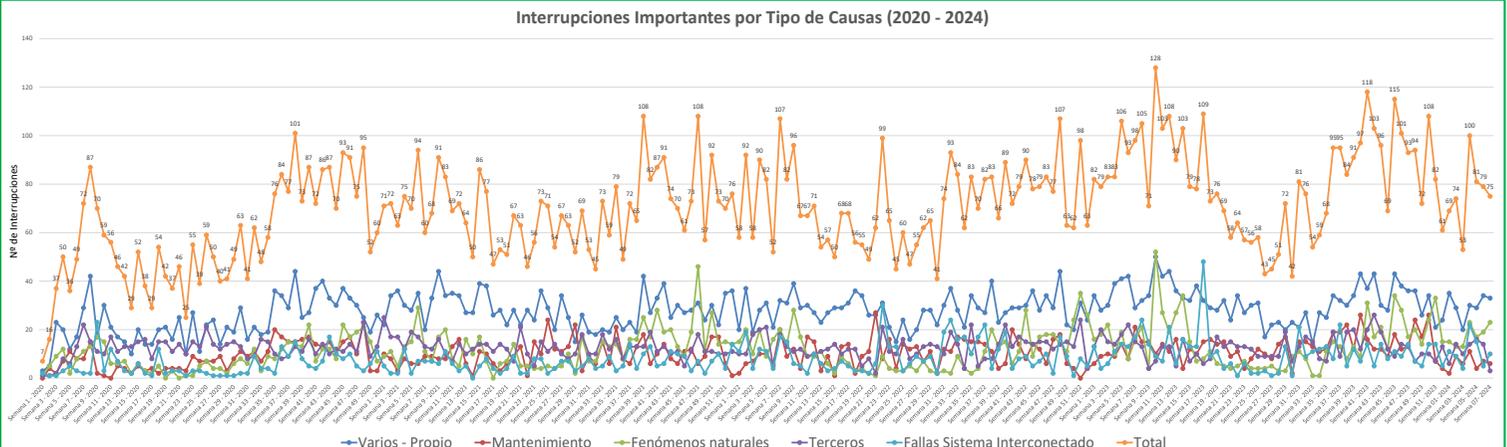
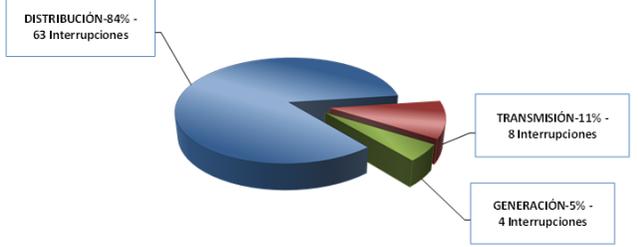
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
16.02.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	<p>A las 12:00 h del 16.02.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 8,037.4 MW. No supero los 8,147.74 MW registrado el día 08.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 295 1352 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>1,217.19</td> <td>606.83</td> <td>49.9%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>5,055.07</td> <td>694.23</td> <td>13.7%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,765.14</td> <td>1915.82</td> <td>108.5%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>8,037.4</td> <td>3,216.9</td> <td>40.0%</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	1,217.19	606.83	49.9%	Centro	5,055.07	694.23	13.7%	Sur	1,765.14	1915.82	108.5%	Total	8,037.4	3,216.9	40.0%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</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	1,217.19	606.83	49.9%																				
Centro	5,055.07	694.23	13.7%																				
Sur	1,765.14	1915.82	108.5%																				
Total	8,037.4	3,216.9	40.0%																				
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	G Evolución de la Reserva Fria en el SEIN OSINERGMIN	<p>Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 20.12.23 al 20.02.24)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Fénix (Central: 572 MW): Del 14 al 20 de febrero las unidades quedaron indisponibles por mantenimiento preventivo anual y boroscopia de turbinas. <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 14.02.2024 al 20.02.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 20.02.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 14.02.24 - 20.02.24)</p> 	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p> <p>Producción por Fuente de Energía (Del 14.02.24 - 20.02.24)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	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 115.48 MW. En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p> 	<p>Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA (Del 23.11.2022 al 20.02.2024)</p> 
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	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 78.3 MW aproximadamente.</p> 	<p>Generación de la C.E. Wayra Extension (del 29.11.2023 al 20.02.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	CE	<p>Generación C.E Punta Lomitas.</p> <p>(Departamento: ICA, Provincia: ICA, Distrito: Ocuaje y Santiago)</p> <p>ENGIE</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>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.</p>	<p>Generación de la CE Punta Lomitas</p> 
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	CS	<p>Pruebas en de Circuitos generación C.S Clemesi</p> <p>(Departamento: Moquegua, Provincia: Mariscal Nieto, Distrito: Moquegua)</p> <p>ENEL GREEN POWER</p> <p>Mediante R.M. N° 136-2023-MINEM/DM, publicado el 03.04.2023 se aprobó la modificación de potencia instalada de 116.45 a 114.93 MW.</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 117.5 MW 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>Generación de la C.S. CLEMESÍ</p> <p>(Fuente: Scada Osinergmin del 25.04.2022 al 20.02.2024)</p> 
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	T	<p>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</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) REP	<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>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia (MVA)</p> 

Del 14.02.2024 al 20.02.2024	CL Demanda de principales cargas mineras del SEIN	<p>En la siguiente gráfica se muestra la evolución semanal de la demanda de principales cargas del SEIN (mineras, cementeras, siderúrgicas, refinерías, hidrocarburos).</p>  <p>Grafica actualizada hasta el 20/02/2024</p>	<p>En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron:</p> <p>Zona Norte: 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>Zona Sur: 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="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>60.57</td> </tr> <tr> <td>Cajamarca Norte</td> <td>52.75</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td>38.10</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td>17.25</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>15.06</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">ZONA CENTRO</td> <td>Toromocho</td> <td>159.10</td> </tr> <tr> <td>Cajamarquilla</td> <td>130.19</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td>123.67</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td>94.18</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td>Shougang</td> <td>68.70</td> </tr> <tr> <td>Cerro Verde</td> <td>405.81</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td>271.60</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td>147.80</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td>137.69</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td>123.75</td> </tr> </tbody> </table>	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	60.57	Cajamarca Norte	52.75	Sider Perú	38.10	Barrick - Chicama	17.25	Cementos Pacasmayo	15.06	ZONA CENTRO	Toromocho	159.10	Cajamarquilla	130.19	Minera Antamina	123.67	Aceros Arequipa	94.18	ZONA SUR	Shougang	68.70	Cerro Verde	405.81	Southern	271.60	Minera Las Bambas	147.80	Quellaveco	137.69	Tintaya + Antapaccay	123.75
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)																																					
	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	60.57																																					
		Cajamarca Norte	52.75																																					
		Sider Perú	38.10																																					
		Barrick - Chicama	17.25																																					
		Cementos Pacasmayo	15.06																																					
	ZONA CENTRO	Toromocho	159.10																																					
		Cajamarquilla	130.19																																					
		Minera Antamina	123.67																																					
		Aceros Arequipa	94.18																																					
ZONA SUR	Shougang	68.70																																						
	Cerro Verde	405.81																																						
	Southern	271.60																																						
	Minera Las Bambas	147.80																																						
	Quellaveco	137.69																																						
Tintaya + Antapaccay	123.75																																							

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros												
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	SEIN OSINERGHMIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinerghmin en este periodo suman un total de 75.</p> <table border="1" data-bbox="600 207 1361 491"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>44</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>31</td> </tr> <tr> <td>Terceros (3)</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (4)</td> <td>8</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (5)</td> <td>4</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)	44	Fenómenos Naturales (2)	31	Terceros (3)	13	Mantenimiento (4)	8	Fallas Sistema Interconectado (5)	4	<p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p>  <p>Total: 75 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Varios - Propio: Otros - Propio (16%, 12 veces, 23h 42' de duración), Falla equipo (13.3%, 10 veces, 9h 48' de duración), Corte de emergencia (10.7%, 8 veces, 15h 31' de duración), Calda conductor de red (4%, 3 veces, 1h 58' de duración). (2) Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (20.3%, 15 veces, 17h 15' de duración), Otros - Fen. Nat. (8%, 6 veces, 3h 41' de duración), Fuertes vientos (2.7%, 2 veces, 5h 33' de duración). (3) Fallos Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Déficit de generación (1.3%, 1 vez, 11' de duración), Otros - Otras E.E (11.7%, 9 veces, 12h 46' de duración). (4) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (8%, 6 veces, 20h 55' de duración). (5) Terceros: Vandalismo (1.33%, 1 vez, 10' de duración), Otros - Terceros (1.33%, 1 vez, 58' de duración), Contacto accidental con línea (1.33%, 1 vez, 3h 57' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	44														
Fenómenos Naturales (2)	31														
Terceros (3)	13														
Mantenimiento (4)	8														
Fallas Sistema Interconectado (5)	4														
Del 14.02.2024 al 20.02.2024	SEIN OSINERGHMIN	<p>Las interrupciones importantes (*) 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>63</td> <td>84</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>8</td> <td>11</td> </tr> <tr> <td>Generacion</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	63	84	Transmisión	8	11	Generacion	4	5	<p>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p>  <p>Total: 75 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (54%, 34 veces, 6d 13h 22' de duración), Fenómenos naturales (30.2%, 19 veces, 1d 1h 34' de duración), Terceros (4.8%, 3 veces, 5h 6' de duración), Otros suministradores (11.1%, 7 veces, 11h 49' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (37.5%, 3 veces, 10h 15' de duración), Fenómenos naturales (37.5%, 3 veces, 49' de duración), Otros suministradores (25%, 2 veces, 57' de duración). (3) Generación: Causas internas (50%, 2 veces, 18' de duración), Fenómenos naturales (25%, 1 vez, 6' de duración), Otros suministradores (25%, 1 vez, 11' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	63	84													
Transmisión	8	11													
Generacion	4	5													

<p>Del 07.02.2024 al 13.02.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: C.E. Wayra Extensión (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Ica, provincia Nasca, distrito de Marcona)</p> <p>Empresa: ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.C.</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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. 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. 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" 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. El 27.01.2023, con carta N° COES/D/DP-087-2023, el COES otorgó la conformidad al Estudio de Pre Operatividad. Las Obras civiles y electromecánicas se encuentran concluidas. 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. El 20.11.2023, con Carta N° COES/DP/DP-1186-2023, el COES otorgó conformidad al Estudio de Operatividad. 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. Actualmente el proyecto se encuentra en etapa de pruebas de puesta en servicio. 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. El avance global del proyecto es de 98%. 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</p>  <p>Vista panorámica del Parque Eólico</p>
<p>Del 14.02.2024 al 20.02.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 500 kV La Niña-Piura (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"> 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. El 26.05.2022, mediante Carta N° COES/D/DP-782-2022, el COES aprobó el EPO. El 06.10.2022, con Oficio N° 1363-2022-OS-DSE, Osinergmin aprobó la Ingeniería Definitiva. Mediante R.D. N° 0215-2022-MINEM/DGAAE del 28.12.2022, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental. La Fase Constructiva se inició el 16.01.2023. 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 kV 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. 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 Ampliaciones asociadas. En la S.E. Miguel Grau, las obras civiles para las bahías de 4 líneas 220 kV, 	 <p>S.E. Miguel Grau, fundaciones, soportes metalicos y pórticos</p>

		<p>Concesionaria: Concesionari a Línea de Transmisión la Niña S.A.C.</p>	<p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 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. 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. 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. La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.02.2024. El avance global del proyecto reportado al 01.01.2024 es de 77 %. 	 <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 14.02.2024 al 20.02.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín– Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas, y, Enlace 500 kV Celendín – Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas</p> <p>(Los proyectos</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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. 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. 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. 	 <p>Firma del Contrato</p>

		se ubicarán en los Departamentos de San Martín, La Libertad y Cajamarca) Concesionaria: Consortio Transmantaro	<p>“ENLACE 500 KV HUÁNUCO – TOCACHE – CELENDÍN – TRUJILLO, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS”</p> <table border="1" data-bbox="660 103 1339 207"> <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>“ENLACE 500 KV CELENDÍN – PIURA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS”</p> <table border="1" data-bbox="660 287 1339 391"> <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>Oferta de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (Transmantaro) mediante el cual se adjudicó los proyectos</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																				

	SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<p>PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</p> <table border="1" data-bbox="537 494 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> <p>(*) Por actualizar por parte de la concesionaria</p>	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: Projectado
 Fecha: 22.02.2024