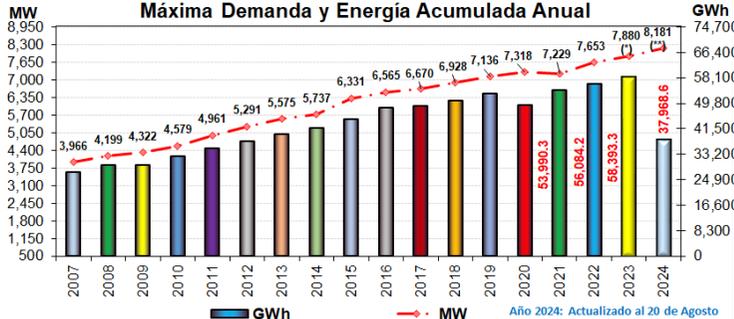
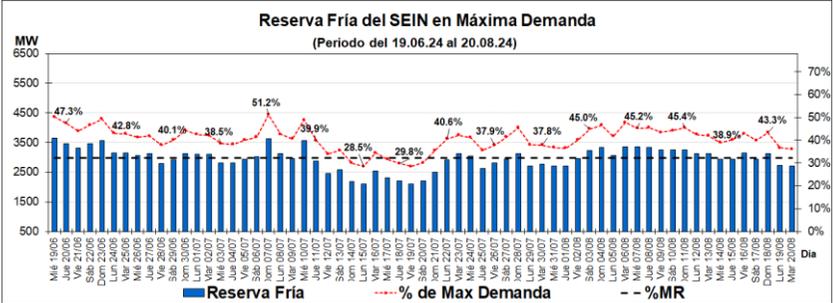
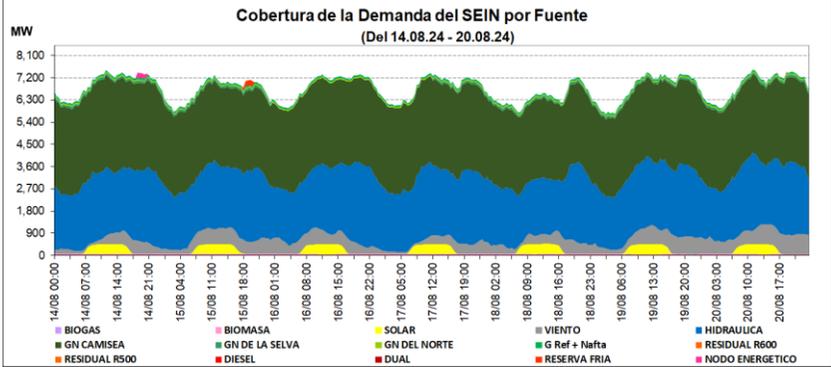
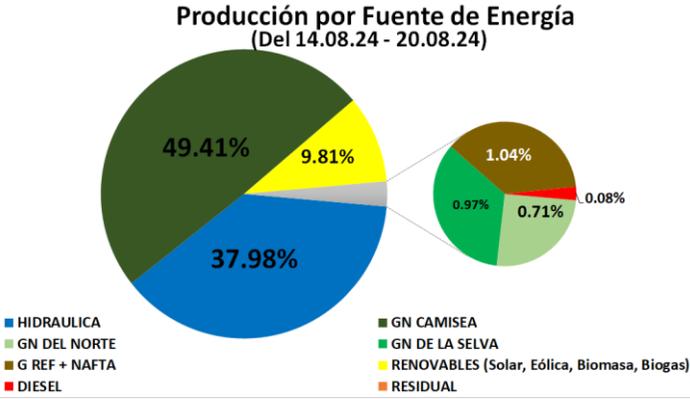
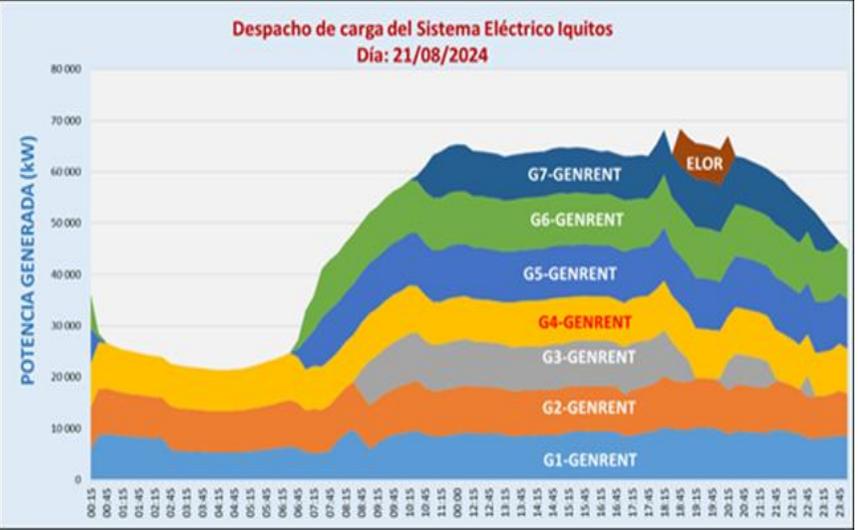
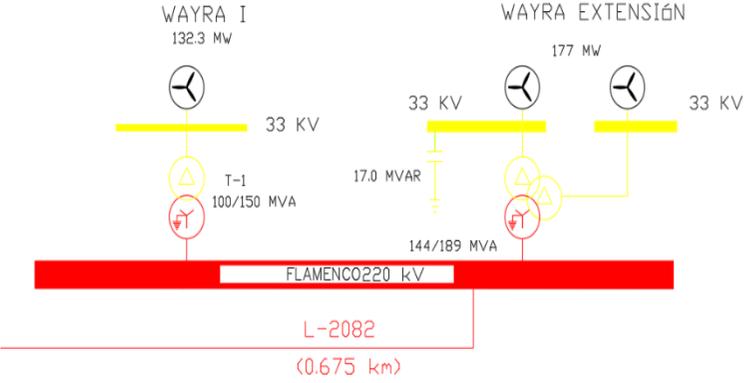
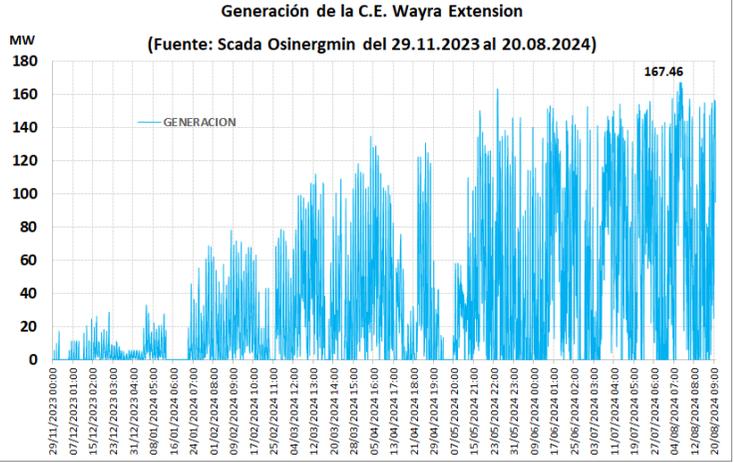
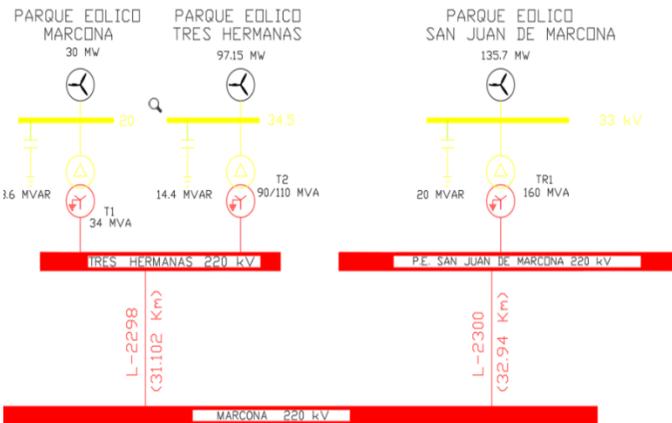
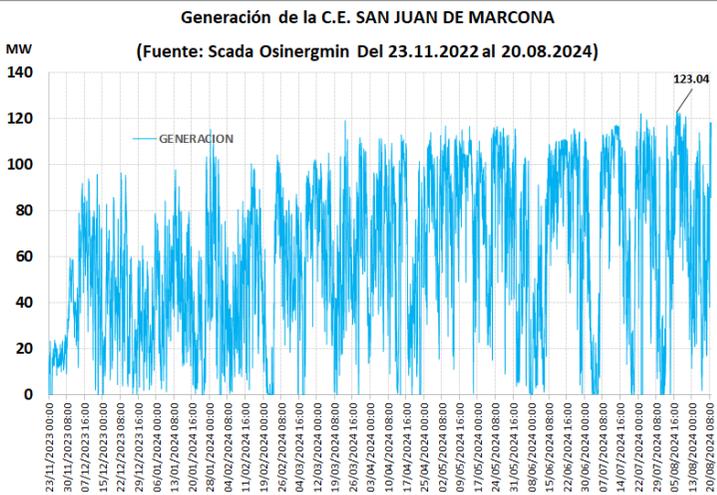
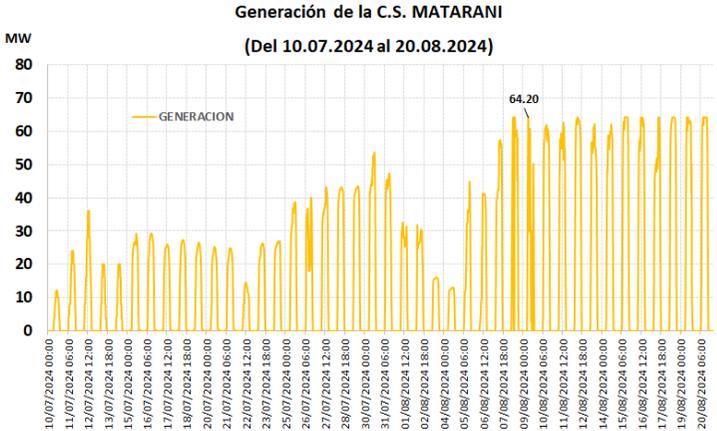
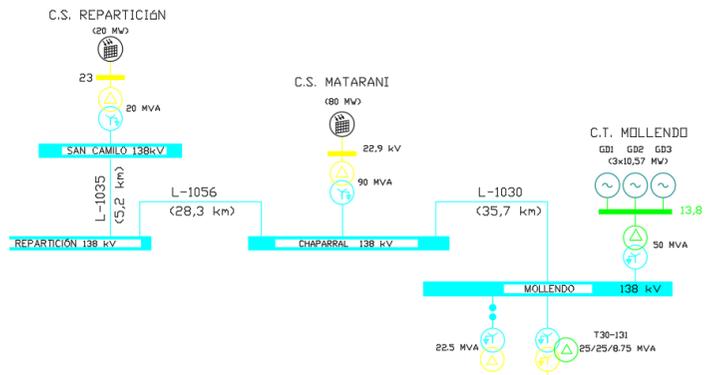
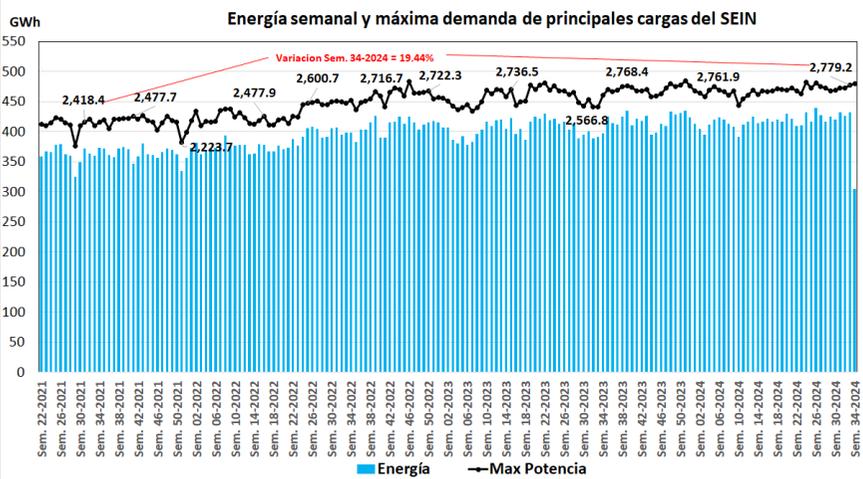


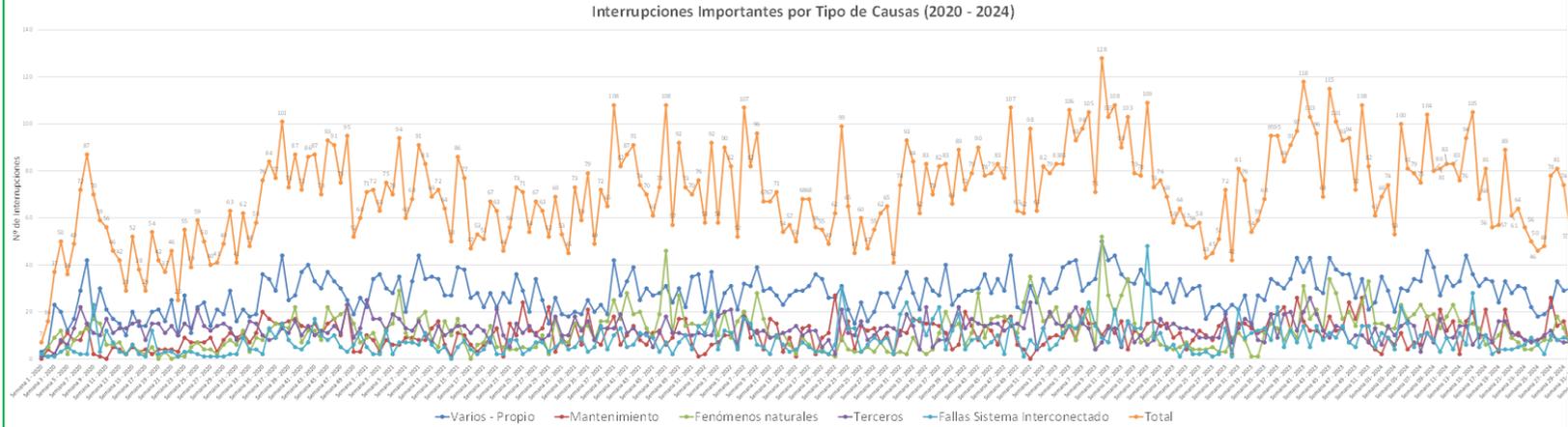
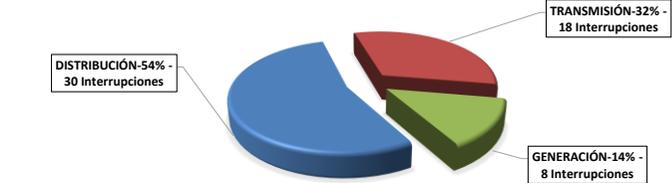
División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
14.08.2024	G	<p>A las 11:30 h del 14.08.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,513.4 MW. No ha superado 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="589 296 1341 499"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fría (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,110.21</td> <td>690.28</td> <td>62.2%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,554.58</td> <td>326.63</td> <td>7.2%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,848.61</td> <td>1,909.15</td> <td>103.3%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,513.4</td> <td>2,926.1</td> <td>38.9%</td> </tr> </tbody> </table> <p>Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES</p>	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %	Norte	1,110.21	690.28	62.2%	Centro	4,554.58	326.63	7.2%	Sur	1,848.61	1,909.15	103.3%	Total	7,513.4	2,926.1	38.9%	<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 23.02.2024 a las 12:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,110.21	690.28	62.2%																				
Centro	4,554.58	326.63	7.2%																				
Sur	1,848.61	1,909.15	103.3%																				
Total	7,513.4	2,926.1	38.9%																				
Del 14.08.2024 al 20.08.2024	G	<p>Evolución de la Reserva Fría en el SEIN</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Reserva Fría de generación Eten (Central: 225 MW): Del 19 al 20 de agosto, la central quedó fuera de servicio por mantenimiento en la línea L-2166 (SE Eten - SE Reque) de 220kV. ➤ C.T. Recka (TG1: 179.37 MW): Del 17 al 20 de agosto, la unidad TG1 quedó fuera de servicio por trabajos previos de la línea I-2167 (SE Recka - SE Reque) de 220kV. <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 32.3% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2024 hasta abril de 2025.</p>																				
Del 14.08.2024 al 20.08.2024	SEIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 20.08.2024 se dio de la siguiente manera.</p>  <p>Nota: Las unidades a diesel arrancaron por pruebas aleatorias (PR-25 del CEOS)</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
Del 15.08.2024 al 21.08.2024	GSA Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos OSINERGMIN	<p>El 21.08.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 68.5 MW. No ha superado los 69,78 MW registrado el día 04.03.2023 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.</p> 	<p>Respecto a las unidades de generación del Sistema Eléctrico Iquitos se tiene lo siguiente.</p> <ol style="list-style-type: none"> Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva (CTIN) de Genrent. En el periodo evaluado no se presentó mantenimientos relevantes en los grupos de CTIN; a excepción de salida forzada del grupo G3 por problemas de temperatura. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente Los grupos W-1, W-4, W-5, W6, y W7 se encuentran disponibles y operativos con petróleo Diesel-2 para los arranques y paradas cortos (emergencia). Para operación mayor a 4 horas las unidades de CT Iquitos emplean R-6 (Residual).
Del 14.08.2024 al 20.08.2024	CE Generación C.E Wayra Extensión (Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona ENEL GREEN POWER PERU S.A.	<p>Desde afines de noviembre de 2023, la C.E. Wayra Extensión inició pruebas de puesta en servicio (177 MW de potencia instalada). A la fecha registró una generación máxima de 167.46 MW aproximadamente.</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024 el 27.06.2024 y COES/D/DP-625-2024 del 28.06.24, aprobó la Operación Comercial de la C.E Wayra Extensión a partir de las 00:00 h del 29.06.2024.</p> 	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghin u otros
<p>Del 14.08.2024 al 20.08.2024</p>	<p>CE</p> <p>Puesta en operación comercial C.E. San Juan de Marcona</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</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).</p> <p>El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024, el 16.04.2024, aprobó la Operación Comercial Parque Eólico San Juan De Marcona a partir de las 00:00 h del 18.04.2024, con una Potencia Instalada de 129.8 MW y 22 aerogeneradores.</p> <p>Se encuentra pendiente la POC del aerogenerador 23 de 5.9 MW. A la fecha, la Central ha registrado como máxima generación 123.04 MW.</p> <p>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 (Fuente: Scada Osinerghin Del 23.11.2022 al 20.08.2024)</p> 
<p>Del 14.08.2024 al 20.08.2024</p>	<p>CS</p> <p>Pruebas en Circuitos de generación C.S Matarani</p> <p>(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito de La Joya)</p> <p>Empresa: GR CORTARRAMA S.A.C.</p>	<p>Mediante R.M. N° 031-2023-MINEM/DM, publicado el 31.01.2023 se otorgó la concesión definitiva a GR Cortarrama para desarrollar la actividad de generación por recursos Energéticos Renovables con la Central Solar Fotovoltaica Matarani de potencia instalada de 80MW.</p> <p>El 02.06.2024, se energizó por primera vez la S.E. Chaparral de 138kV a través de la L-1056 (Repartición – Chaparral) de 138kV y la L-1030 (Chaparral – Mollendo) de 138 kV.</p> <p>Desde julio de 2024, la C.S Matarani viene realizando pruebas de puesta en servicio, llegando a registrar una generación máxima de 64.20 MW aproximadamente.</p>	<p>Generación de la C.S. MATARANI (Del 10.07.2024 al 20.08.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																																							
																																																																																										
Del 14.08.2024 al 20.08.2024	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 (minerías, cementeras, siderúrgicas, refinerías, hidrocarburos).</p>  <p>Gráfica actualizada hasta el 20/08/2024</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 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p> <p>Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.</p> <table border="1" data-bbox="1422 686 2150 1117"> <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>Potencia Promedio</th> </tr> <tr> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> <th>(MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5">ZONA NORTE</td> <td>Rf Talara Pariñas</td> <td></td> <td>63.73</td> <td>58.55</td> <td>59.54</td> </tr> <tr> <td>Cajamarca Norte</td> <td></td> <td>59.57</td> <td>39.77</td> <td>54.88</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td></td> <td>52.04</td> <td>7.37</td> <td>32.46</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td></td> <td>23.26</td> <td>3.83</td> <td>17.67</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td></td> <td>19.84</td> <td>10.29</td> <td>16.02</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA CENTRO</td> <td>Cajamarquilla</td> <td></td> <td>197.69</td> <td>48.70</td> <td>174.89</td> </tr> <tr> <td>Toromocho</td> <td></td> <td>164.04</td> <td>67.40</td> <td>142.80</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td></td> <td>131.99</td> <td>109.96</td> <td>125.37</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td></td> <td>119.63</td> <td>0.00</td> <td>106.52</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td></td> <td>167.08</td> <td>20.54</td> <td>84.97</td> </tr> <tr> <td rowspan="5">ZONA SUR</td> <td>Cerro Verde</td> <td></td> <td>466.86</td> <td>323.54</td> <td>449.99</td> </tr> <tr> <td>Southern</td> <td></td> <td>300.88</td> <td>227.05</td> <td>284.11</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td></td> <td>158.60</td> <td>120.39</td> <td>143.02</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td></td> <td>147.83</td> <td>91.87</td> <td>136.48</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td></td> <td>131.17</td> <td>104.95</td> <td>125.04</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		63.73	58.55	59.54	Cajamarca Norte		59.57	39.77	54.88	Sider Perú		52.04	7.37	32.46	Cementos Pacasmayo		23.26	3.83	17.67	Barrick - Chicama		19.84	10.29	16.02	ZONA CENTRO	Cajamarquilla		197.69	48.70	174.89	Toromocho		164.04	67.40	142.80	Minera Antamina		131.99	109.96	125.37	Shougang		119.63	0.00	106.52	Aceros Arequipa		167.08	20.54	84.97	ZONA SUR	Cerro Verde		466.86	323.54	449.99	Southern		300.88	227.05	284.11	Minera Las Bambas		158.60	120.39	143.02	Quellaveco		147.83	91.87	136.48	Tintaya + Antapaccay		131.17	104.95	125.04
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima				Potencia Minima	Potencia Promedio																																																																																		
			(MW)	(MW)	(MW)																																																																																					
ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas		63.73	58.55	59.54																																																																																					
	Cajamarca Norte		59.57	39.77	54.88																																																																																					
	Sider Perú		52.04	7.37	32.46																																																																																					
	Cementos Pacasmayo		23.26	3.83	17.67																																																																																					
	Barrick - Chicama		19.84	10.29	16.02																																																																																					
ZONA CENTRO	Cajamarquilla		197.69	48.70	174.89																																																																																					
	Toromocho		164.04	67.40	142.80																																																																																					
	Minera Antamina		131.99	109.96	125.37																																																																																					
	Shougang		119.63	0.00	106.52																																																																																					
	Aceros Arequipa		167.08	20.54	84.97																																																																																					
ZONA SUR	Cerro Verde		466.86	323.54	449.99																																																																																					
	Southern		300.88	227.05	284.11																																																																																					
	Minera Las Bambas		158.60	120.39	143.02																																																																																					
	Quellaveco		147.83	91.87	136.48																																																																																					
	Tintaya + Antapaccay		131.17	104.95	125.04																																																																																					

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
		<p style="text-align: center;">Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2020 - 2024)</p> 													
<p style="text-align: center;">Del 14.08.2024 al 20.08.2024</p>	<p style="text-align: center;">SEIN OSINERGMIN</p>	<p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="622 676 1317 882"> <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 style="text-align: center;">30</td> <td style="text-align: center;">54</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td style="text-align: center;">18</td> <td style="text-align: center;">32</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td style="text-align: center;">8</td> <td style="text-align: center;">14</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p> <p>(*) 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	30	54	Transmisión	18	32	Generación	8	14	<p style="text-align: center;">ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p>  <p style="text-align: center;">Total: 56 eventos de interrupciones reportados</p> <p>Osinergmin Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Precios</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (50%, 15 veces, 1d 5h 30' de duración), Fenómenos naturales (10%, 3 veces, 5h 33' de duración), Terceros (40%, 12 veces, 1d 18h 37' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (44.4%, 8 veces, 2d 15h de duración), Terceros (27.8%, 5 veces, 17h 41' de duración), Otros suministradores (27.8%, 5 veces, 17h 32' de duración). (3) Generación: Causas internas (87.5%, 7 veces, 5h 19' de duración), Otros suministradores (12.5%, 1 vez, 7' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	30	54													
Transmisión	18	32													
Generación	8	14													

Del
14.08.2024
al
20.08.2024

G

Supervisión del Contrato:
C.H. San Gaban III
(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban)

Empresa:
HYDRO GLOBAL PERU

- Con R.M. N° 478-2016-MEM/DM del 22.11.2016, el MINEM otorgó la Concesión Definitiva de Generación a favor de Hydro Global Perú S.A.C. Asimismo, se aprobó la suscripción del contrato N° 494-2016.
- La Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A. y la empresa Hydro Global Perú S.A.C. (integrada por China Three Gorges Corporation y EDP (Energías de Portugal) suscribieron un Contrato de Colaboración Empresarial el 18.07.2016, para desarrollar el proyecto.
- El 25.10.2022 el COES, mediante la carta COES/D/DP-1418-2022 otorgó la conformidad del Estudio de Pre Operatividad
- La Concesionaria informó el cambio de conexión de la S.E. Onocora por la S.E. Pumuri. HGP viene gestionando la Concesión Definitiva de la L.T. 220 kV S.E. San Gaban-S.E. Pumiri.
- El 15.03.2023, con R.M. N° 109-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la primera modificación del Contrato de Concesión incrementando la potencia de 205,8 MW a 209,3 MW y prorrogando la POC hasta el 27.04.2024, sobre la base de la fuerza mayor aprobada con R.M. N° 281-2022-MINEM/DM.
- El 12.10.2023, con R.M. N° 397-2023-MINEM/DM, el MINEM calificó como fuerza mayor los eventos de i) paralización y conflictos sociales; y, ii) Necesidad de mayores trabajos en componentes potencialmente críticos y reducción de productividad (menores rendimientos).
- El 13.03.2024, con R.M. N° 093-2024-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Segunda Modificación del Contrato de Concesión prorrogando la POC hasta el 28.07.2025.
- El Montaje del Tunnel Boring Machine (TBM) finalizó el 15.02.2022, y el 26.02.2022 se inició su operación con la excavación en la ventana N° 2 para alcanzar el túnel de conducción. El 21.03.2024 la TBM ha terminado su trabajo de excavación de 8 km de túnel y se ha iniciado el trabajo de encofrado para aplicar concreto en la sección del túnel.
- **El proyecto C.H. San Gaban III registra un avance global de 89,4%.**
- **El proyecto L.T. 220 kV Paquillusi-Pumire registra un avance global de 81.2%.**
- **La Concesionaria la L.T. 220 kV Paquillusi-Pumire estará en pruebas a partir del mes de octubre 2024.**
- La Carta Fianza de Fiel Cumplimiento del Contrato a favor del MINEM se encuentra vigente hasta el 05.10.2024.
- El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria.



Transformador de potencia 13.8/220kV



Sala de Máquinas



Cruceta de suspensión del conjunto TA del grupo GTA N°2 en acondicionamiento

Supervisión del Contrato:

Enlace 220 kV
Pariñas-Nueva Tumbes
(El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Tumbes y Piura, provincias de Piura y Talara, distritos de Tumbes y Pariñas)

Concesionaria:
Concesionaria Línea de Transmisión la Niña S.A.C.

- Mediante R.M. N° 123-2021-MINEM/DM el Concedente MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto en 87 días calendario.
- Mediante R.M. N° 152-2024-MINEM/DM del 12.04.2024 el Concedente MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto en 73 días calendario adicionales, con lo cual la nueva fecha de la POC es el 05.06.2024.
- El EPO fue aprobado el 07.10.2021 con carta COES/D/DP-1501-2021.
- El 21.06.2024, CLTLN presentó al COES es EPO, el cual se encuentra en revisión.
- El 22.07.2022, mediante Oficio N° 1275-2022-MINEM/DGE, el MINEM aprobó la Ingeniería Definitiva.
- El 23.08.2022, la Concesionaria solicitó al MINEM fuerza mayor por demora en la certificación ambiental.
- El 13.10.2022, mediante R.D. N° 0164-2022-MINEM/DGAAE se aprobó el EIA.
- Se obtuvo el CIRA de la L.T. Pariñas – Alipio Rosales y de los caminos de acceso (grupo III, II, V, I, VI y IV).
- Habiendo cumplido la aprobación del EIA, el Cierre Financiero, Ingeniería Definitiva y el Estudio de Pre Operatividad, estipulado en la Cláusula 4.4 del Contrato SGT, la Fase Constructiva se inició el 16.01.2023.
- Para lo anterior, como exige el Contrato de Concesión, han presentado las Pólizas y Seguros vigentes durante la fase constructiva.
- **En la S.E. Nueva Tumbes (Alipio Rosales) se ha culminado con la construcción del cerco perimétrico, la sala de control, la caseta de campo y asfaltado de las vías internas de la subestación; y el montaje de estructuras metálicas del patio de llaves. Se está culminando con las fundaciones del patio de llaves y puesta a tierra, montaje de pórtico y soportes de equipos de patio de llaves.** Se han montado los soportes metálicos y equipos de maniobra, protección y medición del patio 220 kV y correspondientes canaletas; y tendido y peinado de los cables de control, medición y fuerza. Se han concluido con el montaje de pórticos y barras 220 kV; y la interconexión entre los equipos de patio. Se ha culminado con el montaje del Reactor Trifásico de Barra 220 kV, 20 MVAR. Se realizaron las pruebas SAT de los equipos de patio y las pruebas de nivel cero, y actualmente se está realizando la configuración necesaria para las pruebas de niveles 1 y 2.
- **En la S.E. Pariñas se ha finalizado el montaje electromecánico de los equipos de maniobra, protección y medición en el patio de llaves.** Asimismo, se completó el conexionado entre los equipos de patio, la conexión a tierra de las bases de los equipos y el peinado de los cables de control y medición. Se llevaron a cabo las pruebas SAT de los equipos de patio. Está pendiente realizar las bajantes de la Barra A y B con corte programado para los días 5 y 6 de octubre 2024 e iniciar las pruebas de nivel 0.
- En la L.T. 220 kV Pariñas-Alipio Rosales (345 torres y 160 km) está pendiente el tendido de 4 km de conductor.
- En la Variante L.T. 220 kV Zorritos-Machala (15 torres) se han montado y tendido conductor en 15 torres. Se ha concluido con el montaje y arreglos de la Torre N° 01 con corte de energía de la citada línea 220 kV.
- El 13.11.2023, con la R.M. N° 453-2023-MINEM/DM, el MINEM otorgó a favor de Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C. concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto “Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes, Subestaciones y Ampliaciones Asociadas”.
- El 17.05.2024, la CLTLN comunicó al MINEM y al Osinergmin que la empresa CENERGIA ha sido seleccionada como Inspector del proyecto.
- **El avance global del proyecto es de 93%. Avance constructivo 98.7%: Subestaciones 98,2%. Líneas de Transmisión 99,3%.**
- El Avance económico registra un acumulado de 96,05%, con un importe aproximado de 32,580 MM USD.
- A finales de diciembre 2023 se produjo el primer robo de conductores entre las torres T-04 a T-10, originando el colapso de la T-06. Durante la 1ra semana de enero 2024, se produjeron nuevos robos de conductores (20 km aprox) que ocasionan daños en las estructuras de las torres T-08, T-13 y T-14, dañando también el cable OPGW (6 km aprox). Asimismo, con Carta N° PATU-DP-CO-CL-CAR-0021 del 08.03.2024, el CLTLN comunicó al MINEM el hurto de conductores entre las torres T-18 y T-20.
- Los atrasos en la construcción y operación del Centro de Control de la Concesionaria Líneas de Transmisión La Niña S.A.C. (Enlace 1), en la S.E. Piura Nueva (Miguel Grau), impactará en la culminación, pruebas y Puesta en Servicio de este proyecto (Enlace 2).



Vista panorámica de la Ampliación de la S.E. Pariñas



S.E. Alipio Rosales: Vista panorámica del avance de obras



Reactor de Barra S.E. Alipio Rosales

Del
14.08.2024
al
20.08.2024

T

PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL							
Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo
C.T. Nazca	ELECTRO DUNAS	CT	9.9	8.65	86%	18.08.2024	C
P.E. San Juan	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	CE	135.7	164.1	99.9%	31.12.2024	N.C
C.S.F. Matarani	GR CORTARRAMA S.A.C	CSF	80	71.9	99.8%	31.12.2024	N.C
C.H. Tupuri	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	CH	2.2	10.2	91.1%	29.12.2024	C
C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	85.9%	28.07.2025	C
C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	34.2%	31.12.2025	N.C
C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3.1%	31.12.2025	N.C
C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	17%	31.12.2025	N.C
C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	14%	30.06.2025	N.C
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0%	30.12.2026	N.C

SEIN
G/T

Próximos
Proyectos a
Ingresar en
Servicio

G: Generación, GSA: Sistemas Aislados, T: Transmisión, C: Comercial, D: Distribución, CT: Central Térmica, CH: Central Hidráulica, CE: Central Eólica, CSF: Central Solar, RF: Reserva Fría, SE: Subestación, CL: Cliente Libre, C: Convencional, N.C: No convencional, L: Legal, P: Proyectado
Fecha: 22.08.2024