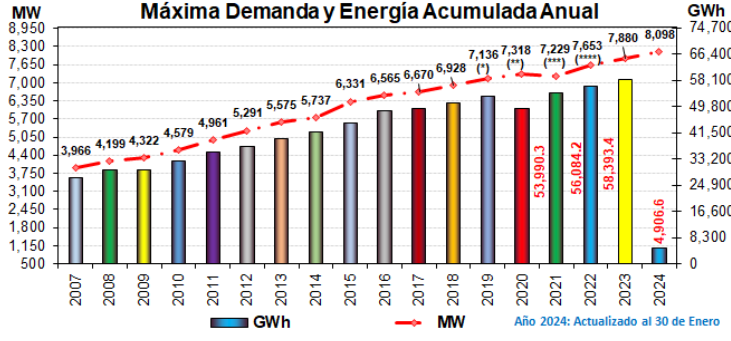
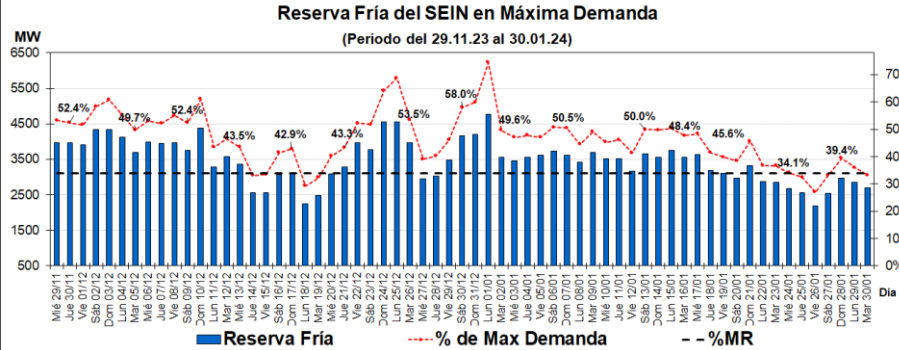
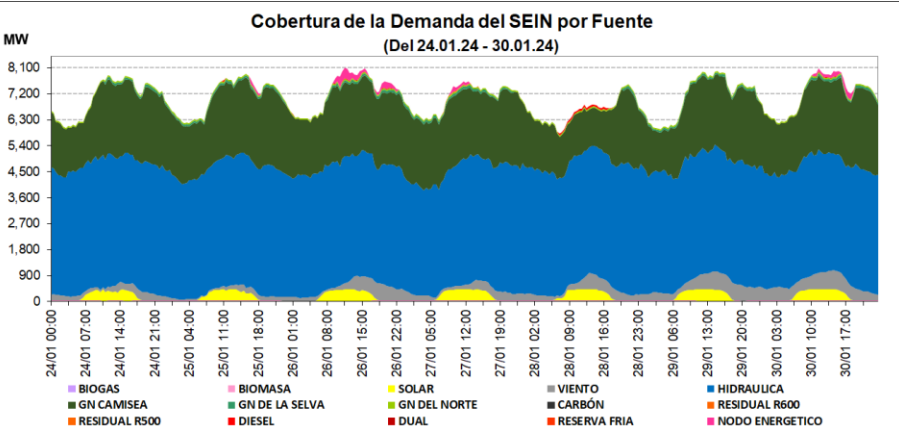
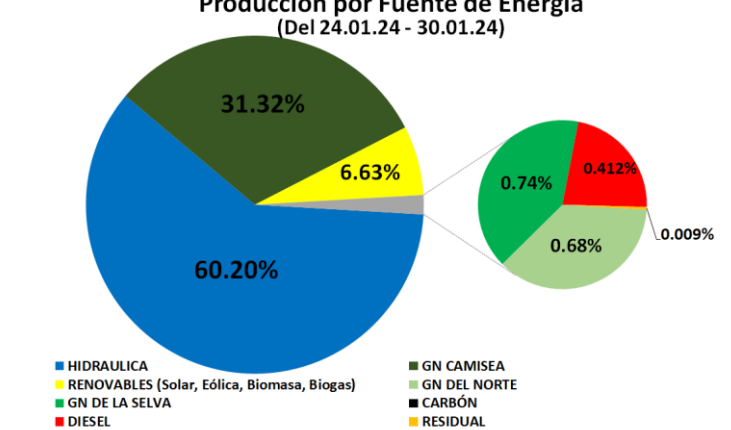
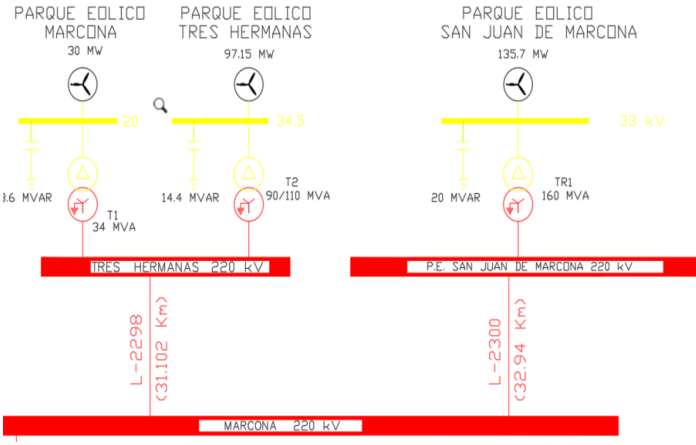
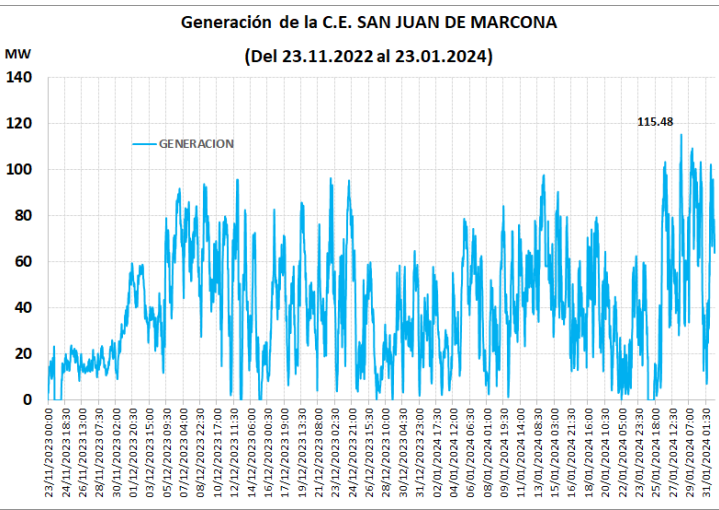

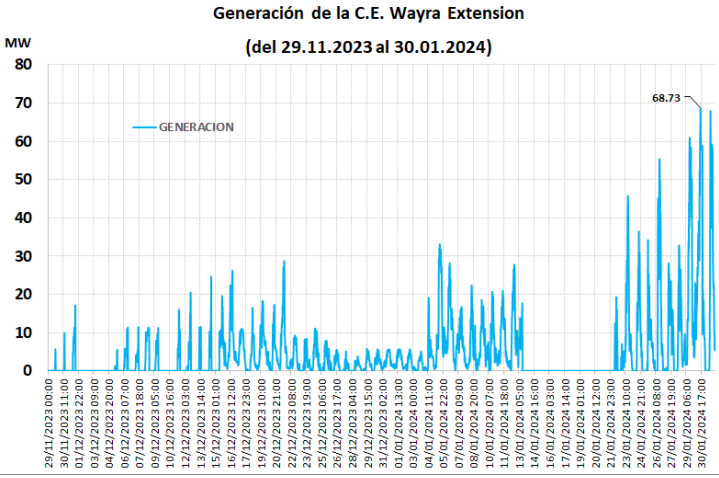
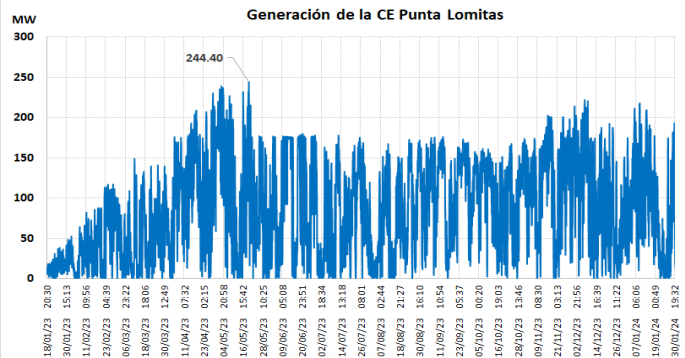
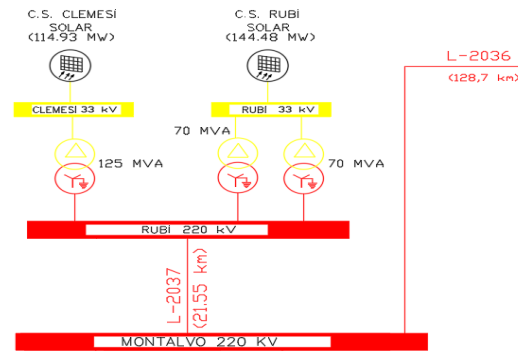
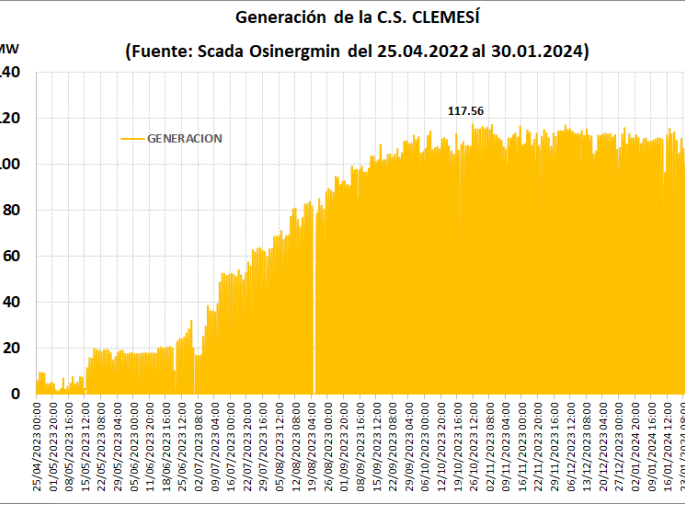
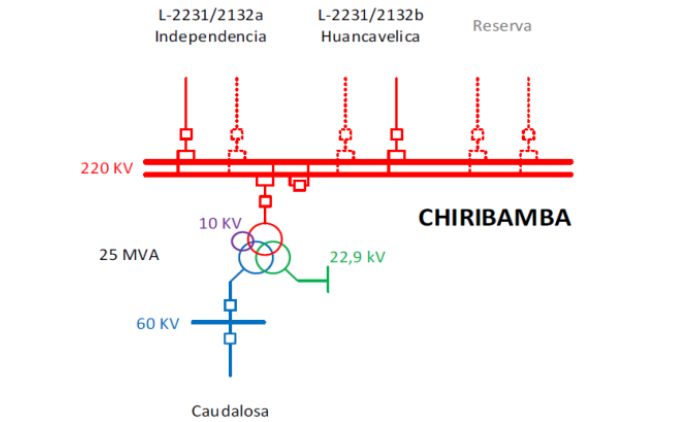


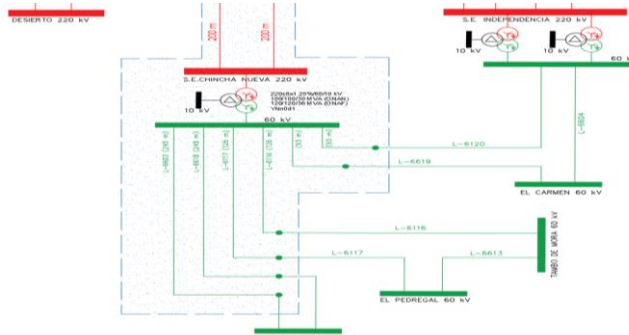
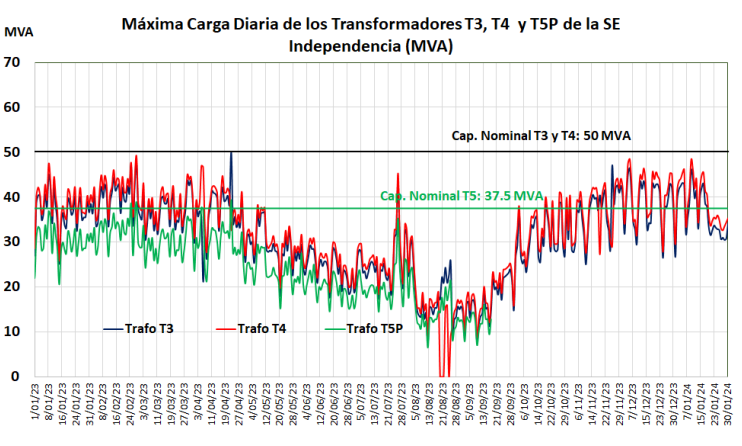
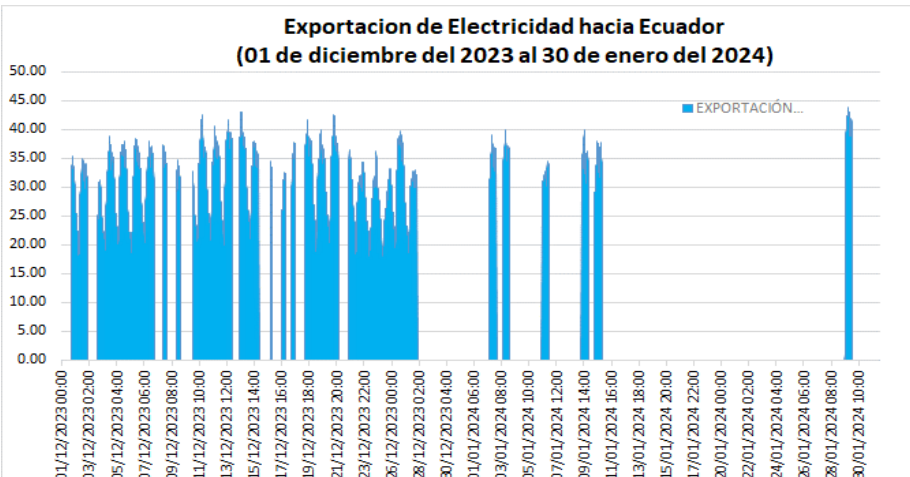
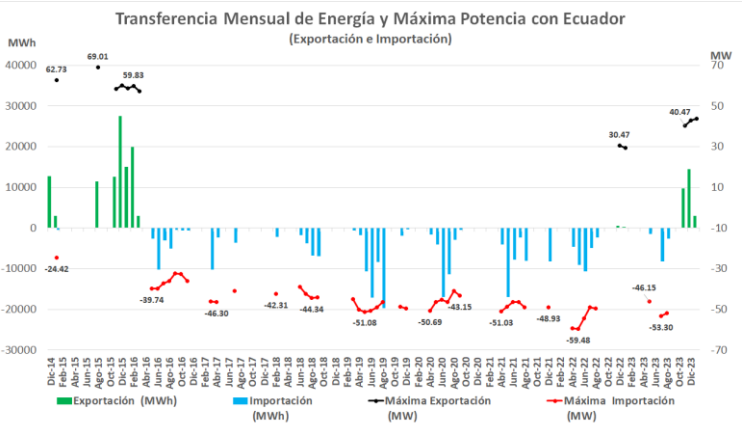
Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°932 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 24 al 30 de enero de 2024

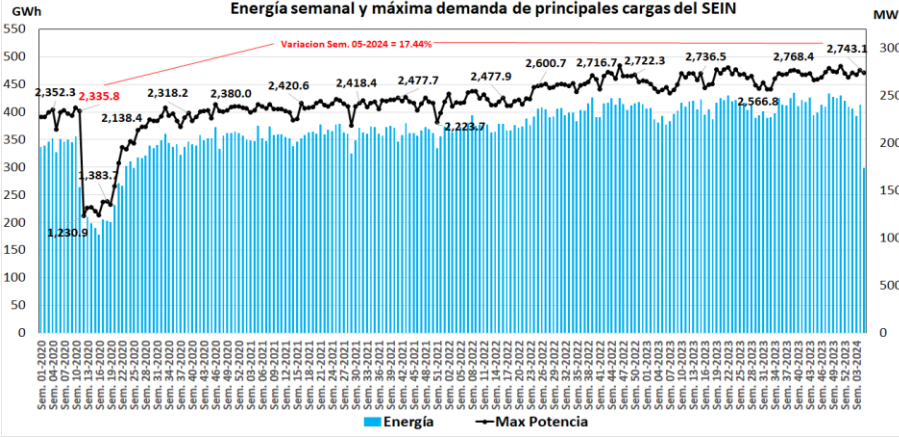
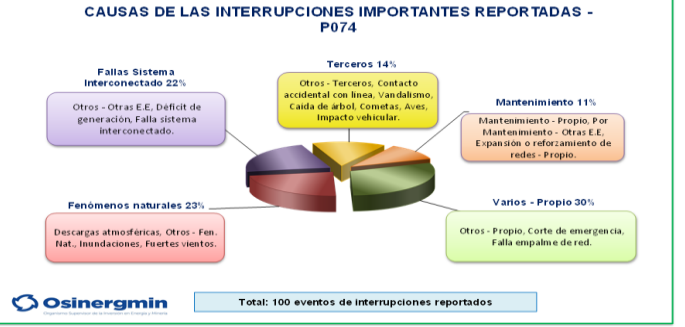
División de Supervisión de Electricidad.

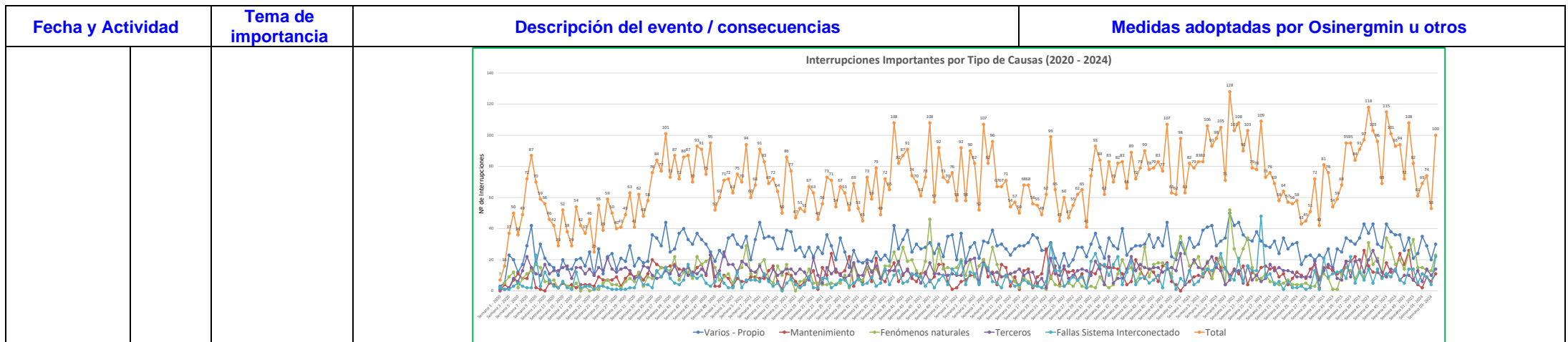
Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros																				
26.01.2024	G Máxima Demanda del SEIN OSINERGHMIN	<p>A las 11:30 h del 26.01.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 8,098.35 MW. Superando los 7,880.46 MW registrado el día 23.03.2023 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="600 316 1352 523"> <thead> <tr> <th>Zona</th> <th>Máxima Demanda (MW)</th> <th>Reserva Fría (MW)</th> <th>Porcentaje %</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Norte</td> <td>1,208.38</td> <td>409.96</td> <td>33.9%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,982.99</td> <td>220.05</td> <td>4.4%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,906.97</td> <td>1555.74</td> <td>81.6%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>8,098.3</td> <td>2,185.8</td> <td>27.0%</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 Fría (MW)	Porcentaje %	Norte	1,208.38	409.96	33.9%	Centro	4,982.99	220.05	4.4%	Sur	1,906.97	1555.74	81.6%	Total	8,098.3	2,185.8	27.0%	<p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 14.02.2020 a las 12:00 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 03.12.2021 a las 15:30 horas. (***) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 13.12.2022 a las 15:00 horas. (****) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,208.38	409.96	33.9%																				
Centro	4,982.99	220.05	4.4%																				
Sur	1,906.97	1555.74	81.6%																				
Total	8,098.3	2,185.8	27.0%																				
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGHMIN	<p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 29.11.23 al 30.01.24)</p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Chilca 1 (TG1: 170 MW; TV:268 MW): Del 24 al 30 de enero las unidades quedaron indisponibles por mantenimiento preventivo menor, OVERRHAUL por 3 años; además de la inspección de 33000 EOH Hot Gas Path Inspection (HGPI). ➤ C.T. Recka (TG1: 216.04 MW): Indisponible del 24 al 26 de enero por mantenimiento de válvulas de alivio, lavado del compresor. ➤ C.T. Ventanilla (TV: 178 MW): Indisponible del 25 al 27 de enero por inspección de condensador y corrección de fuga. <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 24.01.2024 al 30.01.2024	SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGHMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 30.01.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 24.01.24 - 30.01.24)</p> 	<p>Producción por Fuente de Energía (Del 24.01.24 - 30.01.24)</p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	CE	<p>Energización C.E. San Juan</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A..</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 (135MW de potencia instalada) desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR. El generador continuó operando 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 23.01.2024)</p> 
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	CE	<p>Generación C.E. Wayra Extension</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENEL GREEN POWER PERU S.A.</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 68.73 MW aproximadamente.</p> 	<p>Generación de la C.E. Wayra Extension (del 29.11.2023 al 30.01.2024)</p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinerghin u otros
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	CE Generación C.E Punta Lomitas. (Departamento: ICA, Provincia: ICA, Distrito: Ocuaje y Santiago) ENGIE	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. 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. 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.	 <p>Generación de la CE Punta Lomitas</p>
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	CS Pruebas en Circuitos de generación C.S Clemesi (Departamento: Moquegua, Provincia: Mariscal Nieto, Distrito: Moquegua) ENEL GREEN POWER	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 . 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. El 28.06.2023, el COES mediante carta N° COES/D/DP-399-2023, autorizó continuar las pruebas de puesta en servicio. 	 <p>Generación de la C.S. CLEMESI (Fuente: Scada Osinerghin del 25.04.2022 al 30.01.2024)</p>
Del 27.12.2023 al 02.01.2024	G Primera Energización de la línea S.E. Chiribamba – S.E. Caudalosa (Departamento: Huancavelica, Provincia: Castrovirreyña, Distrito: Santa Ana) Electrodunas	El 28.01.2024 a las 17:55 se dio la primera energización de la línea L-6146 (Chiribamba - Caudalosa) de 60 kV de acuerdo al programa, según informó ELECTRO DUNAS titular de la línea.	

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
<p>Del 24.01.2024 al 30.01.2024</p>	<p>T</p> <p>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</p> <p>(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia)</p> <p>REP</p>	<p>A la fecha en la SE Independencia se cuenta con los transformadores de potencia T3-261 y T4-261 de 50 MVA de 220/60/10kV. De los registros del Sistema SCADA, se aprecia incremento gradual en la cargabilidad en los transformadores de potencia.</p> <p>El 06.08.2023, se energizó por primera vez la barra de 60kV de la SE Chinchua Nueva y secuencialmente las 6 bahías de 60kV del unifilar mostrado. Como consecuencia de la puesta en servicio por pruebas de la SE Chicha Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron de forma considerable.</p> <p>A las 23:50 h del 18.09.2023, el transformador T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV fue desconectado debido a la finalización de plazo de operación del referido equipo, el cual fue encargado por el MINEM a EGESUR.</p> 	 <p>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia (MVA)</p> <p>Cap. Nominal T3 y T4: 50 MVA Cap. Nominal T5: 37.5 MVA</p>
<p>Del 27.12.2023 al 02.01.2024</p>	<p>G</p> <p>Exportación de Energía hacia Ecuador</p> <p>CENACE COES</p>	<p>Durante el periodo indicado, en algunas oportunidades se realizó exportación de energía hacia Ecuador. Se transfirió una carga máxima de 43.91 MW para atender la demanda de la S.E. Machala del sistema ecuatoriano mediante el cierre del interruptor de la línea L-2280 (Zorritos - Machala) de 220 kV en la S.E. Machala y la apertura del interruptor de acoplamiento de barras de 230 kV de la S.E. Machala. Los registros de potencia transferida fueron obtenidos del Sistema SCADA de Osinergmin, el cual se muestra en el siguiente gráfico.</p>  <p>Exportación de Electricidad hacia Ecuador (01 de diciembre del 2023 al 30 de enero del 2024)</p>	 <p>Transferencia Mensual de Energía y Máxima Potencia con Ecuador (Exportación e Importación)</p>



Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																				
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	CL	<p>Carga semanal de Clientes Libres importantes del SEIN</p> <p>ANGLO AMERICAN QUELLAVECO / REFINERÍA TALARA</p>  <p>Grafica actualizada hasta el 30/01/2024</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: 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 247 2161 798"> <thead> <tr> <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>60.52</td> </tr> <tr> <td>Cajamarca Norte</td> <td>54.73</td> </tr> <tr> <td>Sider Perú</td> <td>37.18</td> </tr> <tr> <td>Cementos Pacasmayo</td> <td>25.38</td> </tr> <tr> <td>Barrick - Chicama</td> <td>14.11</td> </tr> <tr> <td rowspan="6">ZONA CENTRO</td> <td>Toromocho</td> <td>156.24</td> </tr> <tr> <td>Cajamarquilla</td> <td>156.13</td> </tr> <tr> <td>Aceros Arequipa</td> <td>97.16</td> </tr> <tr> <td>Shougang</td> <td>97.00</td> </tr> <tr> <td>Minera Antamina</td> <td>67.14</td> </tr> <tr> <td>Cerro Verde</td> <td>426.18</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">ZONA SUR</td> <td>Southern</td> <td>245.03</td> </tr> <tr> <td>Quellaveco</td> <td>140.67</td> </tr> <tr> <td>Minera Las Bambas</td> <td>139.76</td> </tr> <tr> <td>Tintaya + Antapaccay</td> <td>118.76</td> </tr> </tbody> </table>	ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	60.52	Cajamarca Norte	54.73	Sider Perú	37.18	Cementos Pacasmayo	25.38	Barrick - Chicama	14.11	ZONA CENTRO	Toromocho	156.24	Cajamarquilla	156.13	Aceros Arequipa	97.16	Shougang	97.00	Minera Antamina	67.14	Cerro Verde	426.18	ZONA SUR	Southern	245.03	Quellaveco	140.67	Minera Las Bambas	139.76	Tintaya + Antapaccay	118.76
ZONAS	EMPRESA	POTENCIA PROMEDIO(MW)																																					
ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	60.52																																					
	Cajamarca Norte	54.73																																					
	Sider Perú	37.18																																					
	Cementos Pacasmayo	25.38																																					
	Barrick - Chicama	14.11																																					
ZONA CENTRO	Toromocho	156.24																																					
	Cajamarquilla	156.13																																					
	Aceros Arequipa	97.16																																					
	Shougang	97.00																																					
	Minera Antamina	67.14																																					
	Cerro Verde	426.18																																					
ZONA SUR	Southern	245.03																																					
	Quellaveco	140.67																																					
	Minera Las Bambas	139.76																																					
	Tintaya + Antapaccay	118.76																																					
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	SEIN	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 100.</p> <table border="1" data-bbox="593 885 1355 1173"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Varios Propio (1)</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (2)</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (3)</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>Terceros (4)</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (5)</td> <td>11</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)	30	Fenómenos Naturales (2)	23	Fallas Sistema Interconectado (3)	22	Terceros (4)	14	Mantenimiento (5)	11	<p>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</p>  <p>Total: 100 eventos de interrupciones reportadas</p> <p>(1) Varios - Propio: Otros - Propio (20%, 20 veces, 19h 17' de duración), Corte de emergencia (8%, 8 veces, 5h 22' de duración), Falla empalme de red (2%, 2 veces, 1h 38' de duración).</p> <p>(2) Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (10%, 10 veces, 5h 3' de duración), Otros - Fen. Nat. (9%, 9 veces, 22h 9' de duración), Fuertes vientos (2%, 2 veces, 1h 14' de duración), Inundaciones (2%, 2 veces, 5h 20' de duración).</p> <p>(3) Fallas Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Falla sistema interconectado (4%, 4 veces, 23h 58' de duración), Déficit de generación (7%, 7 veces, 3h 53' de duración), Otros - Otras E.E (11%, 11 veces, 3h 4' de duración).</p> <p>(4) Terceros: Otros - Terceros (6%, 6 veces, 23h 43' de duración), Contacto accidental con línea (3%, 3 veces, 13h 12' de duración), Aves (1%, 1 vez, 58' de duración), Caída de árbol (1%, 1 vez, 3h 2' de duración), Vandalismo (1%, 1 vez, 33' de duración), Impacto vehicular (1%, 1 vez, 1h 19' de duración), Cometas (1%, 1 vez, 2h 12' de duración).</p> <p>(5) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (7%, 7 veces, 13h 2' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E (2%, 2 veces, 10h 8' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (2%, 2 veces, 19h 38' de duración).</p>																								
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%																																						
Varios Propio (1)	30																																						
Fenómenos Naturales (2)	23																																						
Fallas Sistema Interconectado (3)	22																																						
Terceros (4)	14																																						
Mantenimiento (5)	11																																						



<p>Del 24.01.2024 al 30.01.2024</p>	<p>SEIN</p>	<p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</p> <p>OSINERGMIN</p> <p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="629 635 1328 839"> <thead> <tr> <th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th> <th>N° de Interrupciones</th> <th>% de Interrupción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Distribución</td> <td>58</td> <td>58</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>31</td> <td>31</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>11</td> <td>11</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	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	58	58	Transmisión	31	31	Generación	11	11	<p>ORIGEN DE LAS INTERRUPTONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</p> <p>Osinergmin Organismo Supervisor de la Inversión Eléctrica y Gaseosa</p> <p>Total: 100 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (50%, 29 veces, 2d 19h 9' de duración), Fenómenos naturales (24.1%, 14 veces, 1d 4h 42' de duración), Terceros (20.7%, 12 veces, 1d 17h 49' de duración), Otros suministradores (5.2%, 3 veces, 23h 5' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (32.3%, 10 veces, 2d 15h 31' de duración), Fenómenos naturales (29%, 9 veces, 5h 4' de duración), Terceros (6.5%, 2 veces, 1h 12' de duración), Otros suministradores (32.3%, 10 veces, 1d 12h 34' de duración). (3) Generación: Otros suministradores (100%, 11 veces, 5h 24' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	58	58													
Transmisión	31	31													
Generación	11	11													

<p>Del 24.01.2024 al 30.01.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: C.H. San Gaban III (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Puno, provincia Carabaya, distrito de San Gaban)</p> <p>Empresa: HYDRO GLOBAL PERU</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 proyecto continúa con la ejecución de obras civiles. 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. 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 proyecto registra un avance de inversiones del 67,36% El proyecto registra un avance físico de 72,53% La Concesionaria ha solicitado la calificación de fuerza mayor por eventos extraordinarios, imprevisibles e irresistibles en referencia a su Contrato de Concesión N° 494-2016, indicando los eventos siguientes: <ul style="list-style-type: none"> Aislamiento Social Obligatorio (cuarentena) debido al Estado de Emergencia 	<p>Obras de cabecera – Reservorio de Regulación</p>
---	----------	---	--

			<p>Nacional a raíz del brote del COVID-19.</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Restricciones operativas ocasionadas por el Estado de Emergencia Nacional a raíz del brote del COVID-19. ○ Retraso en la emisión de títulos habilitantes. ○ Paros y Movilizaciones sociales. <ul style="list-style-type: none"> ▪ El 08.08.2022, la Concesionaria recibió por parte del MINEM, mediante RM N°281-2022-MINEM/DM, la calificación de fuerza mayor de los factores de frenaje invocados. Así, la Concesionaria remitió con fecha 16.08.2022, mediante Carta HGP-SGIII-HPP-MINEM-CAR-2022-0010, la solicitud de aprobación de la modificación de la Concesión Definitiva y suscripción de adenda al contrato de concesión quedando definida la nueva fecha POC al 27.04.2024. Sin embargo, según la Concesionaria esta fecha no es definitiva debido a factores de frenaje que siguen impactando directa e indirectamente la ejecución del proyecto. Producto de los conflictos sociales ocurridos durante los años 2022 e inicios del 2023, así como la afectación producto de las nuevas condiciones de trabajo generadas por la pandemia del COVID-19; con fecha 25.04.2023, la Concesionaria remitió al MINEM una nueva solicitud de ampliación de plazo del Contrato de Concesión N°494-2016 por 457 días calendario. Con fecha 17.10.2023, fueron notificados mediante R.M. N°397-2023-MINEM/DM, de la resolución de calificación de fuerza mayor de los eventos i) Paralización y conflictos sociales y ii) Necesidad de Mayores trabajos en componentes potencialmente críticos y reducción de productividad. ▪ El 23.10.2023 con Carta N° HGP-SGIII-HPP-MINEM-CAR-2023-0024, solicitaron al MINEM la aprobación de la modificación de la Concesión Definitiva y la suscripción de la Segunda Modificación del Contrato de Concesión N°494-2016 donde se define la nueva fecha POC al 28.07.2025 ▪ El monto de inversión estimado aproximado será de US\$ 500 millones, según lo indicado por el Concesionaria. ▪ Las 03 Cartas Fianzas de Fiel Cumplimiento del Contrato a favor del MINEM se encuentran vigentes hasta el 31.07.2024, 05.10.2024.y 14.11.2024 		<p>Sala de Máquinas</p>		<p>Caverna de Transformadores</p>
<p>Del 24.01.2024 al 30.01.2024</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato: Enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía (El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Ucayali y Huanuco, provincias de Padre Abad y Leoncio Prado, distritos de Padre Abad</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Mediante R.M. N° 124-2021-MINEM/DM el Concedente MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto en 87 días calendarios. Conforme al Anexo N° 7 del Contrato de Concesión SGT, la POC estuvo programada para el 28.09.2023. Con la suspensión de 87 días calendario, el plazo para el cumplimiento de la POC se desplazó hasta el 24.12.2023. ▪ Con Carta COES/D/DP-690-2021 del 07.05.2021, el COES aprobó el EPO del proyecto. ▪ La gestión predial está siendo desarrollada de manera directa por gestores y coordinadores de la propia Concesionaria. Reportaron avances de: zonificación económica (100%), búsqueda catastral (100%), estudio de títulos (100%), censo y catastro (100%) y negociaciones (92%). ▪ El EIA fue aprobado el 21.10.2022 mediante R.D. N° 0174-2022-MINEM/DGAAE. ▪ El 09.06.2022, el MINEM mediante el Informe N° 0193-2022/MINEM-DGE aprobó la Ingeniería Definitiva del proyecto. ▪ Applus tiene un avance de 63% de entregables de L.T. aprobados y 22,6% de entregables de S.E. aprobados, referidos a la Ingeniería de Detalle. ▪ El 05.04.2023, la Concesionaria solicitó el otorgamiento de la Concesión Definitiva, la cual se encuentra en evaluación del MINEM. CLTN informó que la Oficina General de Gestión Social del MINEM evaluó favorablemente el expediente del proyecto; sin embargo, no pueden emitir la R.M. y contrato debido a que la POC 		<p>Avance de obras en la S.E. Leoncio Prado</p>		

	<p>y Rupa Rupa)</p> <p>Concesionaria: Concesionari a Línea de Transmisión La Niña S.A.C.</p>	<p>no se encuentra vigente, por lo que le solicitaron un cronograma actualizado.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ La empresa supervisora Applus comunicó que verificaron la existencia de filtración de agua a pie de talud de la S.E. Leoncio Prado que no está considerado en el informe de Geología – Geotécnica y planos asociados que fueron elaborados por la Concesionaria, ante ello solicitaron a CLTLN un Informe de estabilidad de taludes que garantice la estabilidad de todo el conjunto de las obras en ejecución en la S.E. Leoncio Prado. De la revisión del estudio “Asesoría Técnica en Hidrología, Geotécnica y Estabilidad de Taludes de la S.E. Leoncio Prado”, Applus concluye que la plataforma de la S.E. Leoncio Prado es estable. ▪ Se tiene un avance de 98% en la construcción del cerco perimétrico, se viene construyendo las casetas de campo, edificio de control, canaletas, sardineles, drenaje y vías de acceso interno en la S.E. Leoncio Prado. ▪ Se concluyeron las fundaciones de los equipos y pórticos de la S.E. Leoncio Prado, se concluyó el montaje de los pórticos, se tiene 74 equipos montados. En la S.E. Aguaytía se realizan las fundaciones de los pórticos y equipos, se inició con el montaje de las estructuras de las columnas. ▪ Para la L.T. se ha montado 91 torres de las 148, no se inició el tendido de conductor. ▪ El Hito “Llegada a los correspondientes sitios de obra de los reactores y transformadores”, se cumplió el 28.10.2023, cabe mencionar que el proyecto no contempla la instalación de reactores y transformadores; sin embargo, el equipamiento principal (interruptores, pararrayos, seccionadores, transformadores de corriente y transformadores de tensión) se encuentra en el sitio de obra desde el 28.10.2023, según lo informado por la empresa supervisora Applus. ▪ El Hito “Puesta en Operación Comercial” programado para el 24.12.2023, no se cumplió. Se envió el Oficio 37-2024-OS-DSE al MINEM informando el incumplimiento. ▪ La Concesionaria presentó al MINEM diferentes solicitudes de ampliación de plazo que están pendientes de respuesta: 1° por el retraso en la evaluación de la ingeniería definitiva, 2° por la paralización de actividades debido a lluvias torrenciales y 3° por la demora en la POC de la L.T. Tingo María - Chaglla, que forma parte del proyecto YANA, cuya Concesionaria es CTM. ▪ La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.02.2024. ▪ El avance global del proyecto es de 77,3%. <ul style="list-style-type: none"> ○ Avance L.T.: 66,6%. ○ Avance S.E.s: 71,8%. ▪ El monto de inversión será de US\$ 27,96 millones, según lo informado por la Concesionaria. 	 <p>Montaje de equipos en la S.E. Aguaytía</p>  <p>Montaje de estructuras de la L.T</p>
<p>Del 24.01.2024 al 30.01.2024</p>	<p>G</p>	<p>Supervisión del Contrato: Central Hidroeléctrica Alto Biavo (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de San Martín, provincia de Bellavista, distrito de Alto Biavo) Concesionaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El 30.01.2024, mediante R.M. N° 013-2024-MINEM/DM, el MINEM otorgó a favor de la empresa Generación Eléctrica Río Biavo S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica que utilice recursos hídricos para el proyecto “Central Hidroeléctrica Alto Biavo”, con una potencia instalada de 302 MW, ubicada en el distrito de Alto Biavo, provincia de Bellavista, departamento de San Martín y aprobó el Contrato de Concesión N° 609-2023 a suscribirse entre Generación Eléctrica Río Biavo S.A.C. y el Ministerio de Energía y Minas, el cual consta de 19 cláusulas y 4 anexos. 	<p>Supervisión del Cumplimiento del Contrato</p>

		Generación Eléctrica Río Biavo S.A.C.																	
Del 24.01.2024 al 30.01.2024	G	Supervisión del Contrato: C.T. Casa Grande (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de La Libertad, provincia de Ascope, distrito Casa Grande) Concesionaria: CASA GRANDE S.A.A.	<ul style="list-style-type: none"> El 13.01.2024, mediante R.M. N° 522-2023-MINEM/DM, el MINEM otorgó a favor de la empresa CASA GRANDE S.A.A., la concesión definitiva para desarrollar a actividad de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables para el proyecto “Central Térmica Casa Grande”, con una potencia instalada de 68,5 MW, ubicado en el distrito de Casa Grande, provincia de Ascope, departamento de La Libertad y aprobó el Contrato de Concesión N° 608-2023, a suscribirse entre la empresa CASA GRANDE S.A.A. y el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas, el cual consta de 19 cláusulas y 4 anexos 	Supervisión del Cumplimiento del Contrato															
	SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	<p align="center">PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL</p> <table border="1"> <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>29.02.2024</td> </tr> <tr> <td>P.E. San Juan</td> <td>135,7 MW</td> <td>31.03.2024</td> </tr> </tbody> </table>	Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial	C.E. Wayra Extensión	177 MW	04.03.2024	C.S. Cledesí	114.93 MW	05.03.2024	C.T. Refinería Talara	102,34 MW	29.02.2024	P.E. San Juan	135,7 MW	31.03.2024	
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	29.02.2024																	
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: Proyectado
Fecha: 01.02.2024