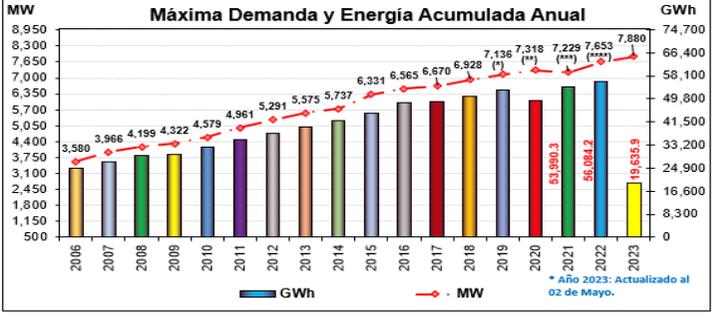
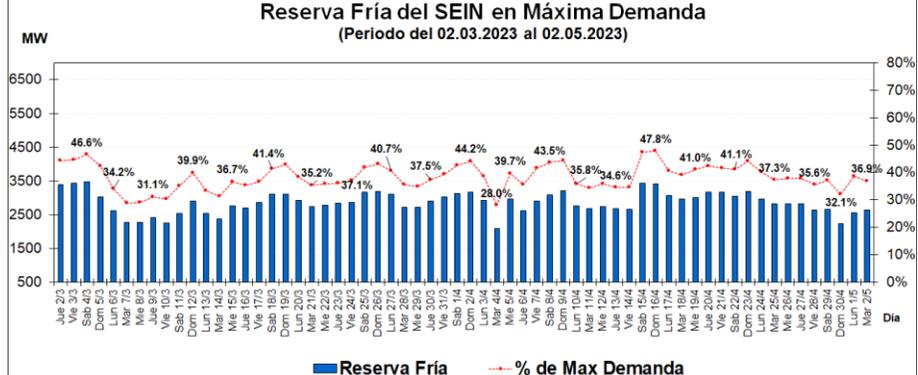
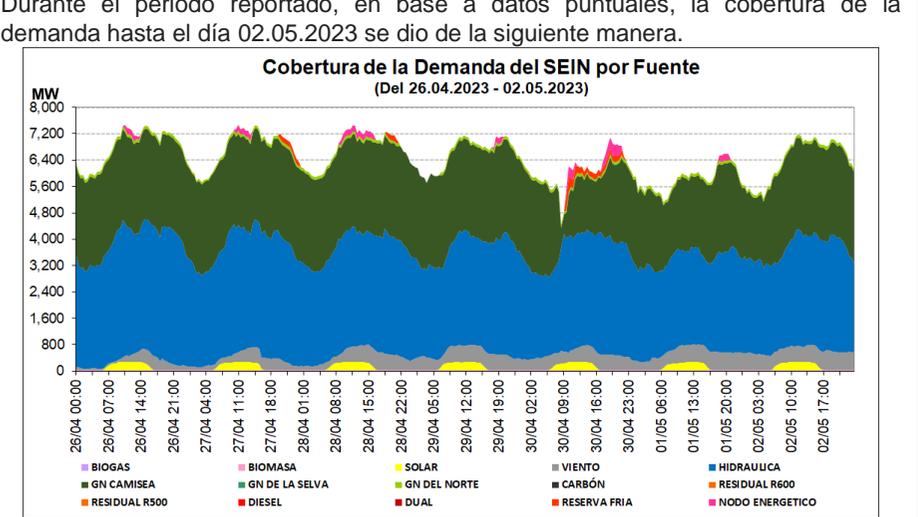
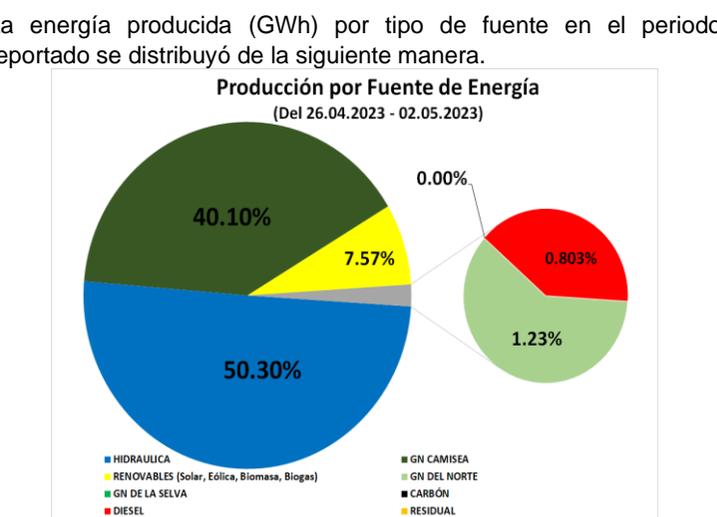
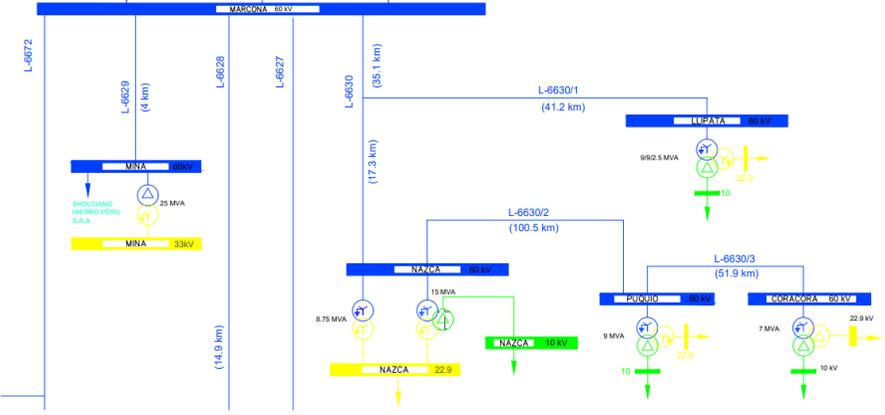
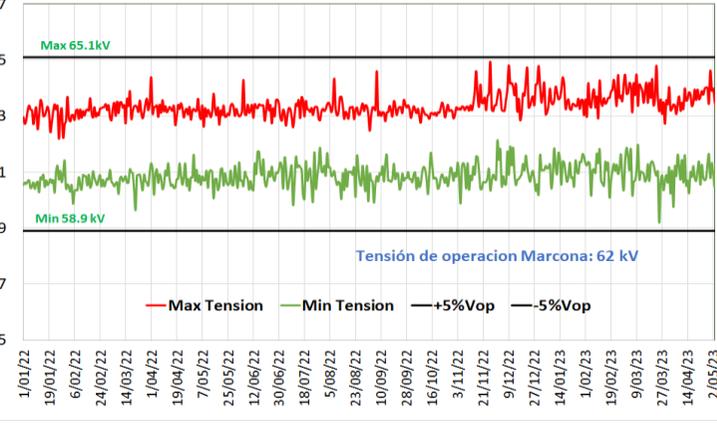
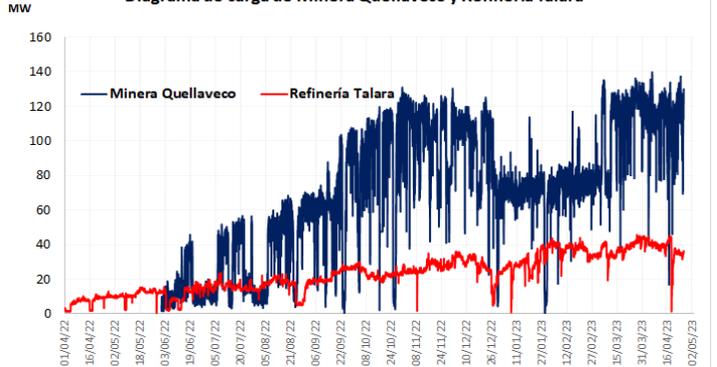
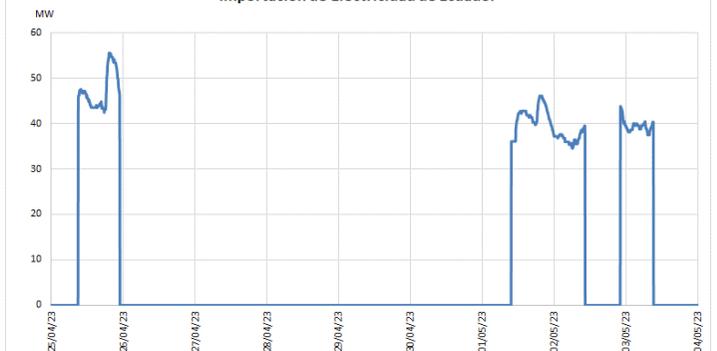
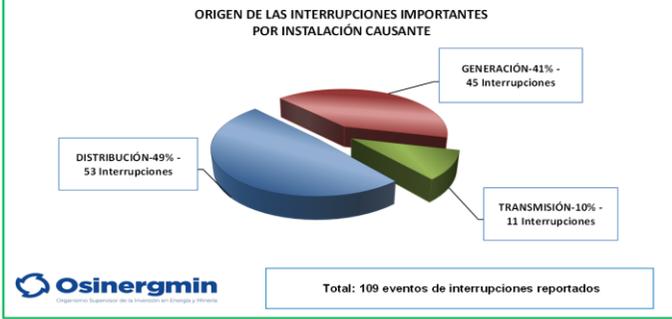


División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
27.04.2023	G  Máxima Demanda del SEIN  OSINERGMIN	<p>A las 14:30 h del 27.04.2023 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta de <b>7,466.56 MW</b>. No supero los <b>7,880.46 MW</b> registrado el día 23.03.2023 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="526 284 1444 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>1,005.94</td> <td>638.94</td> <td>63.5%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,754.17</td> <td>278.13</td> <td>5.9%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,706.45</td> <td>1909.21</td> <td>111.9%</td> </tr> <tr> <td><b>Total</b></td> <td><b>7,466.6</b></td> <td><b>2,826.3</b></td> <td><b>37.9%</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 Fría (MW)	Porcentaje %	Norte	1,005.94	638.94	63.5%	Centro	4,754.17	278.13	5.9%	Sur	1,706.45	1909.21	111.9%	<b>Total</b>	<b>7,466.6</b>	<b>2,826.3</b>	<b>37.9%</b>	<p><b>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</b></p>  <p>(**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 27.02.2019 a las 12:00 horas.                      (***) 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.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fría (MW)	Porcentaje %																				
Norte	1,005.94	638.94	63.5%																				
Centro	4,754.17	278.13	5.9%																				
Sur	1,706.45	1909.21	111.9%																				
<b>Total</b>	<b>7,466.6</b>	<b>2,826.3</b>	<b>37.9%</b>																				
Del 26.04.2023 al 02.05.2023	G  Evolución de la Reserva Fría en el SEIN  OSINERGMIN	<p><b>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 02.03.2023 al 02.05.2023)</b></p> 	<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ C.T. Fénix (Central: 572 MW): Se realizó el mantenimiento mayor por 640000 HEO.</li> <li>➤ C.T. Ventanilla (TG4: 150MW): Se realizó inspección mayor de la TG e inspección menor del rotor del generador asociado a la TG4.</li> </ul>																				
Del 26.04.2023 al 02.05.2023	SEIN  Cobertura de la Demanda  OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 02.05.2023 se dio de la siguiente manera.</p> <p><b>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 26.04.2023 - 02.05.2023)</b></p>  <p>El 30.04.2023, las centrales térmicas que utilizan Gas Natural salieron de servicio</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 (Del 26.04.2023 - 02.05.2023)</b></p> 																				

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<p>por falla en la SE Chilca, desconectando 1635 MW de generación, el cual activo el ERACMF, interrumpiendo alrededor de 985 MW de carga. Para recuperar los suministros interrumpidos entraron en servicio las centrales térmicas Reserva Fria ILO, Puerto Bravo e ILO 4.</p>	
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p>G</p>	<p>Pruebas en aerogeneradores de la C.E Punta Lomitas.</p> <p><b>ENGIE</b></p> <p>Desde fines de diciembre de 2022, la C.E. Punta Lomitas viene operando con algunos aerogeneradores (5.2 MW potencia nominal c/u) como parte de las pruebas de puesta en servicio. A la fecha registró una generación máxima de 238.97 MW.</p> <p>Según R.M. N° 053-2021-MINEM/DM publicado el 14.03.2021, la C.E Punta Lomitas tiene que llegar a 296 MW.</p> <p>La central incrementará su generación de forma gradual, dado que, se tiene instalar 57 aerogeneradores.</p> <p>El proyecto se encuentra dentro de los plazos establecidos en su Cronograma de Ejecución de Obras, en el cual se detalla, la Puesta en Operación Comercial, a más tardar, el 29.05.2024.</p>	<p><b>Generación de la CE Punta Lomitas</b></p>
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p>T</p>	<p>Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia</p> <p><b>REP</b></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, y T5P de 37.5 MVA de 220/60 kV. Se aprecia ligero incremento en la cargabilidad en los transformadores de potencia.</p>	<p><b>Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia</b></p>
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p>T</p>	<p>Cargabilidad de la Línea 6630 (Marcona – Nazca) de 60kV</p> <p><b>REP</b></p> <p>De acuerdo a la información remitida por Electro Dunas, la línea L-6630 (Marcona – Nazca) de 60Kv viene registrando sobrecargas desde marzo 2022.</p> <p>Cabe precisar que la línea L6630 (Marcona – Nazca) de 60kV, tiene una Capacidad Nominal de 33.46MVA, y la SE Marcona una tensión de operación de 62 kV.</p> <p>Mediante documento COES/P-139-2022, de fecha 21 de julio de 2022, el COES solicitó al MINEM que se declare en situación de emergencia o grave deficiencia del servicio eléctrico al Sistema Eléctrico Nasca, planteando como alternativas de solución temporal, la instalación de un generador de hasta 8 MW en la subestación Puquio o, en su defecto, 9 MW de generación en la S.E. Cora Cora, sustentando su solicitud en el Informe N° COES/D/DO/SPR-IT-005-2022.</p> <p>Desde el 14 de enero de 2023, se declaró en situación de grave deficiencia el Sistema Eléctrico Nazca, debido a un incremento de la demanda y caída de tensión en las subestaciones Nazca, Puquio y Cora Cora.</p> <p>Se aprecia que la demanda en las SSEE Nazca, Puquio y Cora Cora vienen incrementado de forma gradual, debido al crecimiento de la demanda en la Subestación Nazca.</p>	<p><b>Máxima Carga Diaria de Línea L-6630 (Marcona – Nazca) de 60kV</b> (Fuente: Scada Osinergmin del 01.01.2022 al 02.05.2023)</p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<p>En las siguientes gráficas se muestra la cargabilidad de la línea L6630 (Marcona – Nazca) de 60kV y el perfil de tensiones en la SE Marcona 60kV. La registros fueron obtenidos del Sistema SCADA de Osinergmin.</p> 	<p><b>Perfil de Tensión en la SE Marcona 60kV</b> (Fuente: Scada Osinergmin del 01.01.2022 al 02.05.2023)</p> 
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p>CL</p>	<p>Toma de carga de Clientes Libres importantes</p> <p><b>ANGLO AMERICAN QUELLAVECO / REFINERÍA TALARA</b></p> <p>El 18.05.2022, el COES mediante carta COES/D/DP-744-2022, autorizó para realizar Pruebas de Puesta en Servicio del Proyecto Minero Quellaveco hasta 168 MW.</p> <p>En la siguiente gráfica se muestra el diagrama de carga de la Minera Quellaveco, se aprecia incremento gradual llegando a registrar a la fecha una demanda máxima de 139.83MW.</p> <p>Del 28 al 30 de enero de 2023 se redujo la carga de la Minera Quellaveco hasta 10MW por mantenimientos programados en molinos. Asimismo, el 29 de enero de 2023, se redujo la carga a menos de 10MW por pruebas de sincronización de grupos de emergencia barra barras 22.9 kV.</p> <p>Por otra parte, Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga, a la fecha viene registrando 45.68 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW.</p>	<p><b>Diagrama de carga de Minera Quellaveco y Refinería Talara</b></p> 
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p>SEIN</p>	<p>Importación de Energía de Ecuador</p> <p><b>CENACE - COES</b></p> <p>Durante el periodo indicado, en algunas oportunidades se transfirió la carga de la SE. Zorritos al sistema eléctrico ecuatoriano mediante el cierre de la línea L-2280 (Zorritos - Machala) de 220 KV y apertura de la línea L-2249 (Talara - Zorritos) de 220 kV.</p> <p>La importación de energía fue gestionada por la empresa ENGIE ENERGIA PERU. La máxima potencia transferida fue 55.62 MW, y se dio según el gráfico mostrado</p>	<p><b>Importación de Electricidad de Ecuador</b></p> 

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 26.04.2023 al 02.05.2023	SEIN  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 109.</p> <table border="1" data-bbox="600 183 1361 467"> <thead> <tr> <th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th> <th>%</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Fallas Sistema Interconectado (1)</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>Varios Propio (2)</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>Mantenimiento (3)</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>Fenómenos Naturales (4)</td> <td>7</td> </tr> <tr> <td>Terceros (5)</td> <td>5</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	%	Fallas Sistema Interconectado (1)	45	Varios Propio (2)	29	Mantenimiento (3)	14	Fenómenos Naturales (4)	7	Terceros (5)	5	 <p><b>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mantenimiento 14%</li> <li>Fenómenos naturales 7%</li> <li>Terceros 5%</li> <li>Fallas Sistema Interconectado 45%</li> <li>Varios - Propio 29%</li> </ul> <p>Total: 109 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Fallos Sistema Interconectado: Déficit de generación (43.2%, 46 veces, 3h 12' de duración), Falta sistema interconectado (1.8%, 2 veces, 3h 11' de duración).  (2) Varios - Propio: Otros - Propio (1.8%, 20 veces, 7h 41' de duración), corte de emergencia (4.6%, 5 veces, 7h 21' de duración), Animales (2.8%, 3 veces, 1h 50' de duración), Falta equipo (1.8%, 2 veces, 1h 7' de duración), Ajuste inadecuado de la protección (0.9%, 1 vez, 1h 44' de duración), Bajo nivel de aislamiento (0.9%, 1 vez, 5' de duración).  (3) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (1.4%, 15 veces, 23h 51' de duración).  (4) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (4.3%, 5 veces, 20h 19' de duración), Descargas atmosféricas (1.8%, 2 veces, 1h 4' de duración), Fuertes vientos (0.9%, 1 vez, 10h de duración).  (5) Terceros: Vandalismo (1.4%, 2 veces, 1h 23' de duración), Cometas (0.9%, 1 vez, 47' de duración), Impacto vehicular (0.9%, 1 vez, 48' de duración), Contacto accidental con línea (0.9%, 1 vez, 13' de duración), Otros - Terceros (0.9%, 1 vez, 1h 57' de duración).</p>
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Fallas Sistema Interconectado (1)	45														
Varios Propio (2)	29														
Mantenimiento (3)	14														
Fenómenos Naturales (4)	7														
Terceros (5)	5														
Del 26.04.2023 al 02.05.2023	SEIN  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="629 722 1330 927"> <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>53</td> <td>49</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>11</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>45</td> <td>41</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).</p>	Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	53	49	Transmisión	11	10	Generación	45	41	 <p><b>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>DISTRIBUCIÓN-49% - 53 Interrupciones</li> <li>GENERACIÓN-41% - 45 Interrupciones</li> <li>TRANSMISIÓN-10% - 11 Interrupciones</li> </ul> <p>Total: 109 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (67.9%, 36 veces, 3d 1h 49' de duración), Fenómenos naturales (13.2%, 7 veces, 22h 54' de duración), Terceros (13.2%, 7 veces, 5h 59' de duración), Otros suministradores (5.7%, 3 veces, 1h 37' de duración).  (2) Transmisión: Causas internas (63.6%, 7 veces, 1d 7h 50' de duración), Fenómenos naturales (9.1%, 1 vez, 14h 30' de duración), Otros suministradores (27.3%, 3 veces, 3h 48' de duración).  (3) Generación: Causas internas (6.7%, 3 veces, 9h 10' de duración), Otros suministradores (93.3%, 42 veces, 1d 57' de duración).</p>
Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	53	49													
Transmisión	11	10													
Generación	45	41													
Del 26.04.2023 al 02.05.2023	G	<p>Supervisión del Contrato:</p> <p><b>C.E. Punta Lomitas</b></p> <p>Empresa:</p> <p><b>Engie Energía Perú S.A.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mediante R.M. N° 053-2021-MINEM/DM publicado el 14.03.2021 en el Diario El Peruano, el MINEM otorgó la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto "Central Eólica Punta Lomitas".</li> <li>El 31.03.2023, mediante R.M. N° 128-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la Primera Modificación al Contrato de Concesión, solicitada por la empresa Engie Energía Perú S.A., modificándose la potencia instalada del proyecto "C.E. Punta Lomitas" de 260 MW a 296,4 MW.</li> <li>El 04.10.2022, mediante Carta N° COES/D/DP-1338-2022, el COES autorizó la conexión para realizar las Pruebas de Puesta en Servicio del Proyecto "Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW-Etapa 1".</li> <li>El 25.11.2022, mediante Carta N° COES/D/DP-1528-2022, el COES autorizó la conexión para realizar las Pruebas de Puesta en Servicio del Proyecto "Central Eólica Punta Lomitas de 260 MW-Etapa 2".</li> <li>El 17.03.2023, mediante Carta N° COES/D/DP-284-2023, el COES autorizó la conexión para realizar las Pruebas de Puesta en Servicio del Proyecto "Central Eólica Expansión Punta Lomitas de 36,4 MW".</li> <li>A la fecha, se han culminado, la fabricación y transporte marítimo de los aerogeneradores, las obras civiles y el tendido de cable del parque eólico.</li> </ul>	 <p><b>Vista panorámica de los aerogeneradores</b></p>												

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Se ha culminado con el montaje de los 57 aerogeneradores.</li> <li>▪ Se continúa con la etapa de comisionamiento, se logró la sincronización de 39 aerogeneradores, y 23 aerogeneradores han culminado satisfactoriamente la prueba de confiabilidad de 120 horas.</li> <li>▪ La potencia activa generada de las unidades de generación con recursos energéticos renovables del SEIN, referente al proyecto C.E. Punta Lomitas durante el 03.05.2023, fue con un máximo de 237,2 MW, según lo reportado en el “Informe Diario del Coordinador de la Operación del Sistema-COES”.</li> <li>▪ El avance global es de 96,2%.</li> <li>▪ La Puesta en Operación Comercial según Contrato de Concesión, está prevista para el 29.05.2024; sin embargo, por el gran avance de desarrollo del proyecto, la POC podría darse para fines de junio del presente.</li> <li>▪ El monto de inversión será de aproximadamente 259,6 MM USD, según lo informado por la Concesionaria.</li> </ul>	
<p style="text-align: center;">Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p style="text-align: center;">T</p> <p>Supervisión del Contrato:</p> <p><b>Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco (YANA)</b></p> <p>Empresa:</p> <p><b>Consortio Transmantaro S.A.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El 29.01.2018 se firmó el Contrato de Concesión SGT entre el MINEM y Consorcio Transmantaro (CTM) para la construcción y operación del proyecto YANA.</li> <li>▪ Llegaron a Huánuco los Autotransformadores, 4x250 MVA - 500/220 kV y 4x33 MVA-220/138 kV (almacenados en Huánuco), 4 Reactores de 30 MVAr y 4 de 33 MVAr (almacenados en la S.E. Amarilis). Los otros 4 Reactores de 30 MVAr, se encuentran en proceso de montaje en la S.E Campas (Nueva Yanango).</li> <li>▪ Como un factor de frenaje se tiene la indefinición de las rutas por rechazo social de las comunidades de Marambuco y Malconga; y la situación de Emergencia Sanitaria Nacional decretada por el Gobierno Peruano por el COVID 19, lo cual tendría un impacto en el desarrollo del proyecto, que debe evaluar el MINEM.</li> <li>▪ El INSPECTOR será Dessau S&amp;Z.</li> <li>▪ Mediante R.M. N° 279-2022-MINEM-DM del 05.08.2022, el MINEM aprobó ampliar el plazo de la Puesta en Operación Comercial Hasta el 14.10.2022.</li> <li>▪ Se culminó con el tendido de la línea de Transmisión Yaros – Amarilis. En la Ampliación S.E. Campas se culminó con el montaje y pruebas de las trampas de onda, transformadores de tensión, seccionador e interruptor aún está pendiente el montaje de tres pararrayos.</li> <li>▪ El 11.08.2022, mediante Oficio N° 1185-2022-OS-DSE se envió a CTM los resultados de la evaluación a la Ingeniería Definitiva del proyecto, donde se comunicó que en total se han identificado dieciocho (18) observaciones de las cuales; catorce (14) corresponden a la línea y las restantes a subestaciones Asociadas. Mediante Oficio N° 663-2023-OS-DSE del 02.05.2023, se reitero a CTM remitir la subsanación a las observaciones formuladas a la Ingeniería Definitiva.</li> <li>▪ El 13.01.2023 la Concesionaria remitió los descargos a la evaluación a la Ingeniería Definitiva del proyecto, el cual está siendo evaluado por Osinergmin.</li> <li>▪ En la S.E. Chaglla se culminaron los trabajos de control y protección. También se culminaron la extensión de la barra de transferencia y pruebas del interruptor. Continua pendiente las pruebas de comunicaciones y pruebas End to End.</li> <li>▪ En la S.E. Ampliación Campas se culminó con las pruebas de control y protección. Continua pendiente de las pruebas Hit-Pot GIS 500 kV.</li> <li>▪ En la S.E. Yaros en proceso las obras civiles en el patio de 500 kV. En proceso de montaje de reactor de barra y ATR 220/138kV con un avance del 54%.</li> <li>▪ En la S.E. Yungas se culminaron las pruebas de control y protección a nivel 1 y 2. Continua pendiente pruebas de comunicaciones, nivel 3 y pruebas End to End.</li> <li>▪ El avance de las obras civiles en las S.E. es de: Amarilis, Tingo María, Campas y Yungas es de 100%, Yaros 70,6%, Chaglla.</li> </ul>	 <p style="text-align: center;"><b>Laderas y plataformas de la S.E. Yaros 500/220/138 kV</b></p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
		<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El avance de obras electromecánicas en las S.E. es: Amarilis, Tingo María y Campas es de 100%, Yaros 22,2%, Yungas 99,82% y Chaglla 62,6%.</li> <li>▪ CTM presentó al MINEM solicitudes de ampliación de plazo para la POC, hasta el 27.03.2023.</li> <li>▪ La Concesionaria informó paralización en actividades por presencia de lluvias y neblina afectando las actividades en las torres T305 a T318, T277 a T291 y de las T364 a T365 de la línea Campas-Carapongo.</li> <li>▪ La Concesionaria informó como factor de frenaje trabajos civiles complementarios para la estabilización del terreno para la construcción de la subestación Yaros. Ya que los movimientos en la ladera y plataforma de la S.E. Yaros se manifestaron con la aparición de grietas longitudinales en los solados de los Autotransformadores de 500kV y Losa GIS 500kV, además se produjo la elevación y desplazamiento del terreno en zonas de los patios de 220kV., 500kV., afectando la estructuras y fundaciones construidas en estas zonas.</li> <li>▪ Conforme a nuestra labor de supervisión, se ha procedido con remitir al Concesionario CTM el Oficio N° 317-2023-OS-DSE del 13.02.2023 y al Concedente el Oficio N° 660-2023-OS-DSE del 25.04.2023, haciendo de conocimiento las deficiencias constructivas señaladas, el cual representa riesgo y genera problemas para el avance del Proyecto YANA, siendo de total responsabilidad de la Concesionaria cualquier eventualidad que se derive de los hechos mencionados, y que el MINEM, en su calidad de Concedente solicite a la Concesionaria, presente las alternativas de solución y resuelva la grave situación en la que se encuentra la S.E. Yaros.</li> <li>▪ El avance global acumulado es 87,6% (el avance físico de obras en líneas es de 93,8% y en S.E. es 79,1%).</li> <li>▪ El proyecto tiene un avance de inversión de 262,2 MM US\$.</li> </ul>	
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p>	<p>T</p>	<p>Supervisión del Contrato:</p> <p><b>Refuerzo N° 2: Chilca-La Planicie-Carabayllo</b></p> <p>Empresa: <b>Transmantaro S.A.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La implementación del proyecto significará el incremento de la capacidad de transmisión y la confiabilidad del esquema troncal de 500 kV en la zona de Lima.</li> <li>▪ El 19.05.2021, fue aprobado el Informe Técnico Sustentatorio Ambiental (ITS).</li> <li>▪ El 12.04.2022, el COES aprobó el Estudio de Pre Operatividad (EPO).</li> <li>▪ El COES solicitó a CTM la ejecución de 3 Estudios de Operatividad (EO): 1) Transformador de la S.E. Chilca. 2) L.T. Carabayllo - La Planicie y Transformador La Planicie. 3) L.T. La Planicie - Chilca.</li> <li>▪ El Estudio de Operatividad 2 (EO2), que comprende el alcance del Refuerzo N° 2, fue presentado al COES el 15.03.2023.</li> <li>▪ El poseionario del predio donde se instalarán las torretas T106A y T106B firmó el acuerdo de instalación temporal y recibió el cheque.</li> <li>▪ El 08.08.2022, mediante Oficio N° 1170-2022-OS-DSE, Osinergmin emitió opinión técnica favorable a la ingeniería definitiva del proyecto.</li> <li>▪ El 26.10.2022, con Carta CS001192-22031031, CTM presentó al MINEM la documentación referida al cumplimiento del Hito Cierre Financiero.</li> <li>▪ El 02.12.2022, con carta CS-000172-22030929, CTM informa sobre el costo total del proyecto y que este será financiado con sus excedentes de caja, sin la solicitud de ningún préstamo.</li> <li>▪ El 10.02.2023 se realizó una inspección de campo verificando que se culminó el montaje de los autotransformadores quedando pendiente la instalación del Sistema Contra Incendios. Continúan con labores de montaje de celda GIS 500 kV como parte de la ampliación de subestación La Planicie, con presencia de vendor de Hitachi y en posterior iniciará el montaje de la 220 kV GIS.</li> <li>▪ El 07.03.2023, CTM presentó el Programa de pruebas en la celda GIS 500/220 kV.</li> <li>▪ El 05.04.2023, CTM presento la renovación de la Carta Fianza 10643357-000,</li> </ul>	 <p style="text-align: center;"><b>Montaje de equipo GIS</b></p>

Fecha y Actividad	Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																							
		<p>cuya nueva vigencia es el 26.03.2024.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Se culminó con el proceso de montaje y pruebas en los Autotransformadores, está pendiente la instalación del sistema contra incendios.</li> <li>SE culminaron las pruebas HIPOT en los equipos GIS 500 kV, se inició el montaje del equipo GIS 220 kV y el armado de estructuras de soporte de los descargadores.</li> <li>Sobre el colapso del cerco perimetral de la S.E. La Planicie, UNITELEC realizó la demolición del muro y talud afectado, en el informe técnico de causa raíz se ratificó la responsabilidad de la Asociación Altos de Cieneguilla.</li> <li>Las lluvias y huaycos solo afectaron los caminos de acceso, no hubo afectación del lugar de obra.</li> <li>El 22.02.2023, el Inspector DESSAU S&amp;Z realizó la segunda visita al proyecto.</li> <li>Se cumplió con los hitos 1, 2 y 3 (Aprobación del Instrumento de gestión Ambiental, Cierre Financiero del Refuerzo N° 2 y Llegada de los equipos a los correspondientes sitios de obra). La POC está pendiente de cumplimiento.</li> <li>El avance global del proyecto es de 78,48%.</li> <li>El monto de inversión será de 19,4 MM US\$, según lo informado por la Concesionaria.</li> </ul>	 <p style="text-align: center;"><b>Conexión de cables de control</b></p>																																																							
<p>Del 26.04.2023 al 02.05.2023</p> <p style="text-align: center;"><b>T</b></p>	<p>Supervisión del Contrato:</p> <p><b>"Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas"</b></p> <p><b>"ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas"</b>.</p> <p>Empresa:</p> <p><b>Concesionaria Transmisora Ica-Poroma S.A.C.</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El 14.05.2022, se realizó la convocatoria del Concurso de Proyectos integrales para la entrega en concesión de los proyectos "Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas" e "ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas". (ITC: Infraestructura de Transmisión de Conexión).</li> <li>El 02.09.2022, PROINVERSIÓN publicó las Bases Consolidadas del Concurso.</li> <li>El 16.11.2022, PROINVERSIÓN publicó el Circular N° 8 donde hace de conocimiento los Valores Máximos para el Costo de Inversión y el Costo de Operación y Mantenimiento de mencionados proyectos.</li> </ul> <table border="1" data-bbox="551 868 1435 1034"> <thead> <tr> <th></th> <th>Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (US\$)</th> <th>ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (US\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Valor Máximo Costo de Inversión</td> <td>50 837 764</td> <td>81 533 645</td> </tr> <tr> <td>Valor Máximo OyM anual</td> <td>1 662 855</td> <td>2 323 218</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>El 31.01.2023, se otorgó la Buena Pro del Concurso de los proyectos "Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas" e "ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas", al Postor que ofertó la menor sumatoria del Costo de Servicio de los Proyectos.</li> </ul> <table border="1" data-bbox="562 1217 1413 1409"> <thead> <tr> <th rowspan="2">POSTOR</th> <th colspan="3">ENLACE 220KV ICA-POROMA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS</th> <th colspan="3">ITC ENLACE 220KV CACLIC-JAÉN NORTE (2 CIRCUITOS), AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS</th> <th rowspan="2">SUMATORIA DEL COSTO DE SERVICIO TOTAL (US\$)</th> </tr> <tr> <th>COSTO DE INVERSIÓN (US\$)</th> <th>COSTO DE OYM ANUAL (US\$)</th> <th>COSTO DE SERVICIO (US\$)</th> <th>COSTO DE INVERSIÓN (US\$)</th> <th>COSTO DE OYM ANUAL (US\$)</th> <th>COSTO DE SERVICIO (US\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CELEO REDES S.L.U.</td> <td>50 837 764.00</td> <td>1 662 855.00</td> <td>7 974 040.96</td> <td>41 899 736.00</td> <td>1 019 613.24</td> <td>6 221 199.72</td> <td>14 195 240.68</td> </tr> <tr> <td>ACCIONA CONCESIONES S.L.</td> <td>44 020 232.57</td> <td>1 662 855.00</td> <td>7 127 687.68</td> <td>29 121 942.72</td> <td>2 828 218.00</td> <td>5 938 522.48</td> <td>13 066 210.16</td> </tr> <tr> <td>INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S.P.</td> <td>50 837 764.00</td> <td>1 662 855.00</td> <td>7 974 040.96</td> <td>37 024 428.00</td> <td>1 054 973.00</td> <td>5 651 320.91</td> <td>13 625 361.87</td> </tr> <tr> <td>ALUPAR PERU S.A.C.</td> <td>40 807 647.15</td> <td>717 642.00</td> <td>5 783 652.57</td> <td>61 211 470.72</td> <td>1 076 463.00</td> <td>8 675 478.86</td> <td>14 459 131.43</td> </tr> </tbody> </table> <ul style="list-style-type: none"> <li>El 02.05.2023, se suscribieron los Contratos SGT "Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas" e "ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas", entre el MINEM y la Concesionaria Transmisora Ica-Poroma S.A.C.</li> </ul>		Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (US\$)	ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (US\$)	Valor Máximo Costo de Inversión	50 837 764	81 533 645	Valor Máximo OyM anual	1 662 855	2 323 218	POSTOR	ENLACE 220KV ICA-POROMA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS			ITC ENLACE 220KV CACLIC-JAÉN NORTE (2 CIRCUITOS), AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS			SUMATORIA DEL COSTO DE SERVICIO TOTAL (US\$)	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)	COSTO DE SERVICIO (US\$)	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)	COSTO DE SERVICIO (US\$)	CELEO REDES S.L.U.	50 837 764.00	1 662 855.00	7 974 040.96	41 899 736.00	1 019 613.24	6 221 199.72	14 195 240.68	ACCIONA CONCESIONES S.L.	44 020 232.57	1 662 855.00	7 127 687.68	29 121 942.72	2 828 218.00	5 938 522.48	13 066 210.16	INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S.P.	50 837 764.00	1 662 855.00	7 974 040.96	37 024 428.00	1 054 973.00	5 651 320.91	13 625 361.87	ALUPAR PERU S.A.C.	40 807 647.15	717 642.00	5 783 652.57	61 211 470.72	1 076 463.00	8 675 478.86	14 459 131.43	
	Enlace 220kV Ica-Poroma, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (US\$)	ITC Enlace 220kV Cáclic-Jaén Norte (2 Circuitos), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (US\$)																																																								
Valor Máximo Costo de Inversión	50 837 764	81 533 645																																																								
Valor Máximo OyM anual	1 662 855	2 323 218																																																								
POSTOR	ENLACE 220KV ICA-POROMA, AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS			ITC ENLACE 220KV CACLIC-JAÉN NORTE (2 CIRCUITOS), AMPLIACIONES Y SUBESTACIONES ASOCIADAS			SUMATORIA DEL COSTO DE SERVICIO TOTAL (US\$)																																																			
	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)	COSTO DE SERVICIO (US\$)	COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	COSTO DE OYM ANUAL (US\$)	COSTO DE SERVICIO (US\$)																																																				
CELEO REDES S.L.U.	50 837 764.00	1 662 855.00	7 974 040.96	41 899 736.00	1 019 613.24	6 221 199.72	14 195 240.68																																																			
ACCIONA CONCESIONES S.L.	44 020 232.57	1 662 855.00	7 127 687.68	29 121 942.72	2 828 218.00	5 938 522.48	13 066 210.16																																																			
INTERCONEXIÓN ELECTRICA S.A. E.S.P.	50 837 764.00	1 662 855.00	7 974 040.96	37 024 428.00	1 054 973.00	5 651 320.91	13 625 361.87																																																			
ALUPAR PERU S.A.C.	40 807 647.15	717 642.00	5 783 652.57	61 211 470.72	1 076 463.00	8 675 478.86	14 459 131.43																																																			

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros						
			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El “Enlace 220 kV Ica-Poroma” se adjudicó con un Costo de Inversión de 87% del Costo de Inversión referencial.</li> <li>▪ El “ITC Enlace 220 kV Cáclic-Jaén Norte” se adjudicó con un Costo de Inversión de 36% del Costo de Inversión referencial.</li> <li>▪ Estos proyectos corresponden a Asociaciones Público-Privada (APP). El Concesionario se encargará del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de los proyectos.</li> <li>▪ Los Contratos de Concesión tendrán un plazo de 30 años, desde su Puesta en Operación Comercial, POC que está prevista para el 02.04.2027 para el Enlace 220 kV Ica-Poroma y el 02.09.2027 para el ITC Enlace 220 kV Cáclic-Jaén.</li> <li>▪ Es el Segundo Concurso que se adjudica a ACCIONA CONCESIONES S.L. El primero se realizó 15.07.2022 con los proyectos "Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas" y "S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV-75 MVA y L.T. 60 kV Nueva Tumbes-Tumbes “.</li> </ul>							
	<b>SEIN G/T</b>	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: 60%;">Generación/Transmisión</th> <th style="width: 20%;">Potencia</th> <th style="width: 20%;">Puesta en Operación Comercial</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C.T. Cogeneración Refinería de Talara</td> <td>102,3 MW</td> <td>23.09.2023</td> </tr> </tbody> </table>	Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial	C.T. Cogeneración Refinería de Talara	102,3 MW	23.09.2023	
Generación/Transmisión	Potencia	Puesta en Operación Comercial								
C.T. Cogeneración Refinería de Talara	102,3 MW	23.09.2023								

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: 04.05.2023