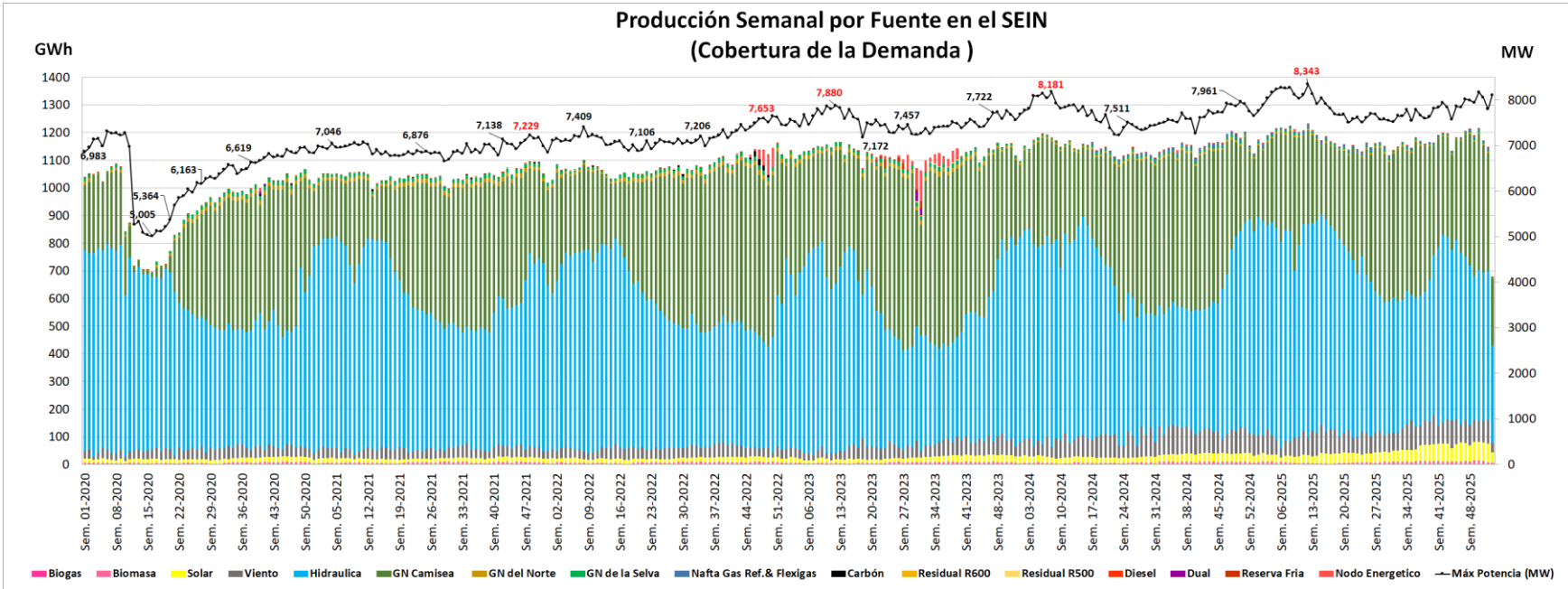
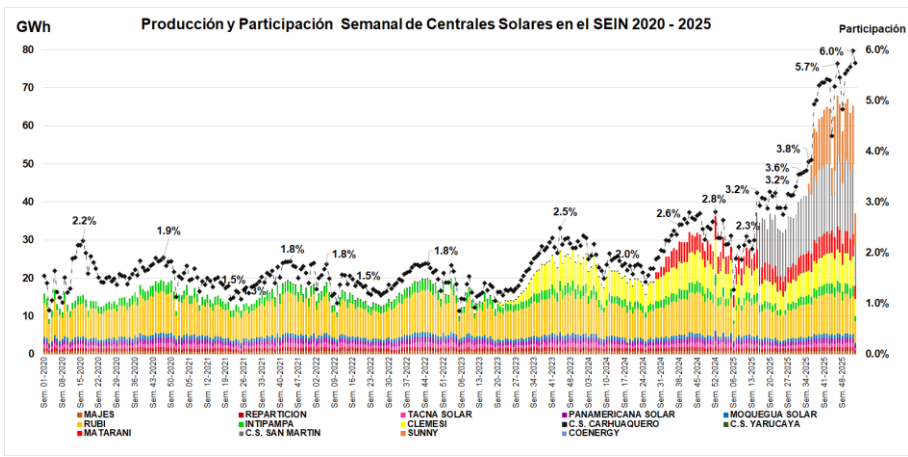
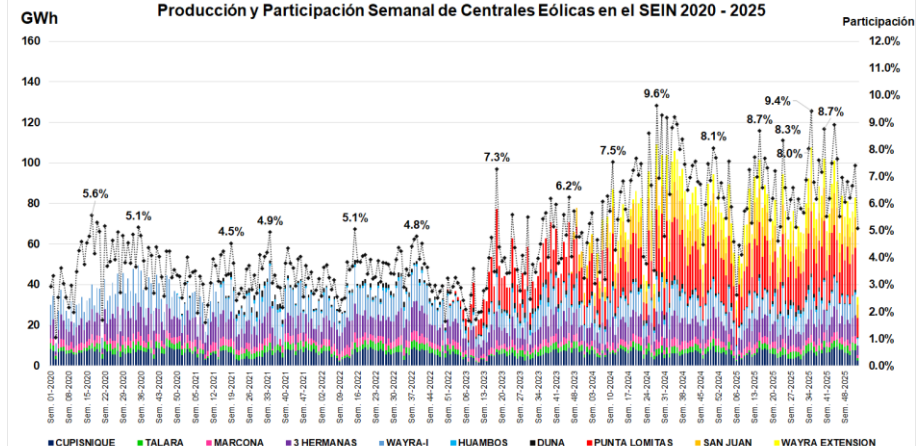
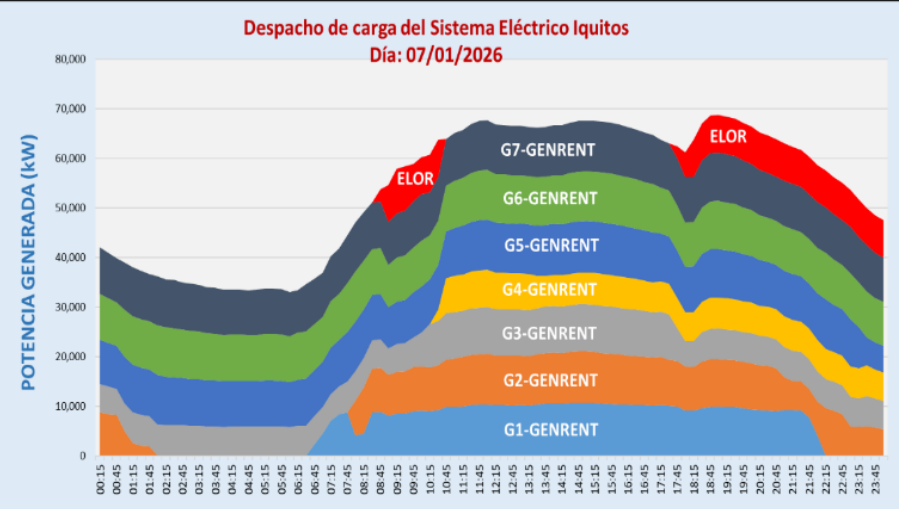


Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°1033 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 31 de diciembre de 2025 al 06 de enero del 2026

División de Supervisión de Electricidad




Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
06.01.2026	G	Máxima Demanda del SEIN  OSINERGMIN	<p>A las 15:00 h del 06.01.2026, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>8,123.3 MW</b>. No supero los <b>8,342.91 MW</b> registrado el día 28.03.2025 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table><thead><tr><th>Zona</th><th>Máxima Demanda (MW)</th><th>Reserva Fria (MW)</th><th>Porcentaje %</th></tr></thead><tbody><tr><td>Norte</td><td>1,280.26</td><td>195.27</td><td>15.3%</td></tr><tr><td>Centro</td><td>4,917.00</td><td>824.79</td><td>16.8%</td></tr><tr><td>Sur</td><td>1,926.08</td><td>1,901.90</td><td>98.7%</td></tr><tr><td>Total</td><td>8,123.3</td><td>2,922.0</td><td>36.0%</td></tr></tbody></table> <p>Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES</p>	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %	Norte	1,280.26	195.27	15.3%	Centro	4,917.00	824.79	16.8%	Sur	1,926.08	1,901.90	98.7%	Total	8,123.3	2,922.0	36.0%	<p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.02.2024 a las 12:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 07.01.2025 a las 14:30 horas.</p>
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																					
Norte	1,280.26	195.27	15.3%																					
Centro	4,917.00	824.79	16.8%																					
Sur	1,926.08	1,901.90	98.7%																					
Total	8,123.3	2,922.0	36.0%																					
Del 31.12.2025 al 06.01.2026	G	Evolución de la Reserva Fría en el SEIN  OSINERGMIN		<p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>➤ <b>C.T. RECKA</b> (CENTRAL: 179.37 MW): Del 04 al 06 de enero, la unidad estuvo fuera de servicio por mantenimiento de la línea L-2167.</li><li>➤ <b>C.T. ETEN</b> (CENTRAL: 225.05 MW): El 06 de enero, la unidad estuvo fuera de servicio por mantenimiento de la línea L-2167 a solicitud de C.T. RECKA.</li></ul> <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N°158-2025-MINEM/DM, se fijó en <b>34.5%</b> como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el <b>periodo mayo de 2025 hasta abril de 2026</b>.</p>																				
Del 31.12.2025 al 06.01.2026	SEIN	Cobertura de la Demanda  OSINERGMIN	<p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 06.01.2026 se dio de la siguiente manera.</p>	<p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p>																				

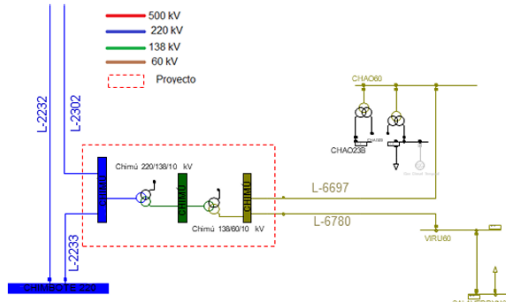

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																									
Del 31.12.2025 al 06.01.2026	SEIN	Producción Semanal por Fuente	<div>Producción Semanal por Fuente en el SEIN (Cobertura de la Demanda)</div>  <p>*En la gráfica no se considera importación de energía de Ecuador hacia Perú Producción Semanal por fuente, actualizado al 06.01.2026 correspondiente a la Semana N°01 - 2026 (03 de enero al 09 de enero del 2026)</p>																										
			<div>Producción y Participación Semanal de Centrales Solares en el SEIN 2020 - 2025</div> 	<div>Ingreso en Operación comercial de Centrales Solares en el 2024-2025</div> <table><tr><th>Central</th><th>Tensión de Conexión (Kv)</th><th>Potencia Instalada (MW)</th><th>Fecha POC</th></tr><tr><td>C.S. Carhuaquero</td><td>10.0</td><td>0.55</td><td>14.02.2024</td></tr><tr><td>C.S. Clemesi</td><td>33</td><td>114.93</td><td>28.02.2024</td></tr><tr><td>C.S. Matarani</td><td>22.9</td><td>80</td><td>11.09.2024</td></tr><tr><td>C.S. San Martin</td><td>33</td><td>252.4</td><td>07.06.2025</td></tr><tr><td>C.S. Sunny (Etapa I)</td><td>33</td><td>204</td><td>22.10.2025</td></tr><tr><td>C.S. Coenergy</td><td>22.9</td><td>0.5</td><td>21.12.2025</td></tr></table>	Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC	C.S. Carhuaquero	10.0	0.55	14.02.2024	C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024	C.S. Matarani	22.9	80	11.09.2024	C.S. San Martin	33	252.4	07.06.2025	C.S. Sunny (Etapa I)	33	204	22.10.2025	C.S. Coenergy
Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC																										
C.S. Carhuaquero	10.0	0.55	14.02.2024																										
C.S. Clemesi	33	114.93	28.02.2024																										
C.S. Matarani	22.9	80	11.09.2024																										
C.S. San Martin	33	252.4	07.06.2025																										
C.S. Sunny (Etapa I)	33	204	22.10.2025																										
C.S. Coenergy	22.9	0.5	21.12.2025																										

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 31.12.2025 al 06.01.2026	CE	Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN		<p><b>Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025</b></p> <table><tr><th>Central</th><th>Tensión de Conexión (Kv)</th><th>Potencia Instalada (MW)</th><th>Fecha POC</th></tr><tr><td>C.E. Wayra Extensión</td><td>33.0</td><td>177.00</td><td>29.06.2024</td></tr><tr><td>C.E. San Juan</td><td>33.0</td><td>135.70</td><td>14.12.2024</td></tr></table>	Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC	C.E. Wayra Extensión	33.0	177.00	29.06.2024	C.E. San Juan	33.0	135.70	14.12.2024
			Central	Tensión de Conexión (Kv)	Potencia Instalada (MW)	Fecha POC										
C.E. Wayra Extensión	33.0	177.00	29.06.2024													
C.E. San Juan	33.0	135.70	14.12.2024													
Del 01.01.2026 al 07.01.2026	GSA	Situación Operativa del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos  <b>OSINERGMIN</b>	<p>El 07.01.2026, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta <b>68.7 MW</b>. No ha superado los <b>74.8 MW</b> registrado el día 25.09.2024 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación.</p> 													

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 31.12.2025 al 06.01.2026	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Causas)  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 98.</p> <table><tr><th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th><th>%</th></tr><tr><td>Varios Propio (1)</td><td>47</td></tr><tr><td>Fenómenos Naturales (2)</td><td>28</td></tr><tr><td>Fallas Sistema Interconectado (3)</td><td>12</td></tr><tr><td>Terceros (4)</td><td>8</td></tr><tr><td>Mantenimiento (5)</td><td>5</td></tr></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)	47	Fenómenos Naturales (2)	28	Fallas Sistema Interconectado (3)	12	Terceros (4)	8	Mantenimiento (5)	5	<div><p><b>CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074</b></p><p><b>Total: 98 eventos de interrupciones reportados</b></p><ol style="list-style-type: none"><li>Varios - Propio: Otros - Propio (29.8%, 29 veces, 12h 34' de duración), Falla equipo (3.1%, 3 veces, 9h 13' de duración), Corte de emergencia (3.1%, 3 veces, 1h 18' de duración), Caída conductor de red (1%, 1 vez, 3h de duración), Error de maniobra (1%, 1 vez, 9' de duración), Contacto de red con árbol (1%, 1 vez, de duración).</li><li>Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (14.8%, 14 veces, 14h 36' de duración), Fuertes vientos (7.1%, 7 veces, 13h 33' de duración), Descargas atmosféricas (6.1%, 6 veces, 2h 38' de duración).</li><li>Fallas Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E. (6.1%, 6 veces, 5h 18' de duración), Déficit de generación (13.9%, 14 veces, 8h 52' de duración).</li><li>Terceros: Vandalismo (1%, 1 vez, 4h 50' de duración), Impacto vehicular (1%, 1 vez, 1h 31' de duración), Contacto accidental con línea (1%, 1 vez, 4h 50' de duración), Otros - Terceros (7%, 7 veces, 8h 1' de duración).</li><li>Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (2%, 2 veces, 4h 13' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (1%, 1 vez, 7h 37' de duración).</li></ol></div>
	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%														
Varios Propio (1)	47															
Fenómenos Naturales (2)	28															
Fallas Sistema Interconectado (3)	12															
Terceros (4)	8															
Mantenimiento (5)	5															
			<p>Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2021 - 2025)</p>													
Del 31.12.2025 al 06.01.2026	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)  <b>OSINERGMIN</b>	<p>Las <b>interrupciones importantes (*)</b> reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table><tr><th>Origen de las Interrupciones por instalación causante</th><th>N° de Interrupciones</th><th>% de Interrupción</th></tr><tr><td>Distribución</td><td>86</td><td>91</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>7</td><td>7</td></tr><tr><td>Generación</td><td>2</td><td>2</td></tr></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	86	91	Transmisión	7	7	Generación	2	2	<div><p><b>ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE</b></p><p><b>Total: 95 eventos de interrupciones reportados</b></p><ol style="list-style-type: none"><li>Distribución: Causas internas (59.7%, 40 veces, 3d 13h 59' de duración), Fenómenos naturales (23.9%, 16 veces, 2d 11h 35' de duración), Terceros (13.4%, 9 veces, 1d 14h 22' de duración), Otros suministradores (3%, 2 veces, 4h 36' de duración).</li><li>Transmisión: Fenómenos naturales (78.6%, 11 veces, 2d 19h 12' de duración), Terceros (7.1%, 1 vez, 4h 50' de duración), Otros suministradores (14.3%, 2 veces, 29' de duración).</li><li>Generación: Causas internas (5.9%, 1 vez, 5' de duración), Otros suministradores (94.1%, 16 veces, 9h 5' de duración).</li></ol></div>
	Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción													
Distribución	86	91														
Transmisión	7	7														
Generación	2	2														



Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 01.01.2026 al 08.01.2026	G	<b>Supervisión del Contrato:</b> C.S.F. IIIa-396 MW  <b>Empresa:</b> Empresa Energía Renovable La Joya S.A.	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ El proyecto se encuentra ubicado en el distrito de La Joya de la provincia y departamento de Arequipa.</li><li>▪ La CSF IIIa tendrá una potencia instalada de 396 MW y se conectará al SEIN a través de la L.T. 220 kV S.E. Jade - S.E. San José. La planta estará compuesta por 744 016 módulos fotovoltaicos monocristalinos de 635 Wp.</li><li>▪ Con la R.M. N° 339-2022-MINEM/DM, el MINEM otorgó la concesión definitiva para la generación eléctrica con Recursos Energéticos Renovables del proyecto Central Solar IIIa, con una potencia instalada de 385 MW. Asimismo, el 03.10.2022 suscribió el Contrato de Concesión Definitiva N° 579-2022 entre el MINEM y la empresa Energía Renovable La Joya S.A.</li><li>▪ La Concesionaria informó que el 01.10.2024 se dio inicio de las obras.</li><li>▪ El 21.03.2025 con R.M. N° 094-2025-MINEM/DM, el MINEM aprobó la modificación al Contrato de Concesión a fin de incrementar la potencia instalada de 385 MW a 396 MW, debido a mejoras tecnológicas.</li><li>▪ El 15.09.2025, con R.M. N° 297-2025-MINEM/DM el MINEM establece con carácter permanente a favor de la concesión definitiva de generación de energía eléctrica de la que es titular la empresa ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A., la servidumbre de ocupación, para el proyecto C.S.F. IIIa.</li><li>▪ El proyecto presenta un avance global de 78%, como a continuación se detalla:<ul style="list-style-type: none"><li>○ En la Central Solar Fotovoltaica: Las actividades de movimiento de tierras, limpieza de bolonería (subcampos 1 al 52), así como la nivelación y compactación de la Planta Solar, se encuentran concluidas. El camino interno alcanza un avance del 98%, mientras que la construcción de zanjas para cables de baja tensión presenta un 90% de progreso. Asimismo, se ha iniciado la instalación de trackers y el tendido de fibra óptica, ambos con un avance del 25%. Finalmente, el montaje de módulos fotovoltaicos registra, a la fecha, un avance del 8%.</li><li>○ En la Línea de transmisión: Se concluyó el trazado y replanteo para la Línea de Transmisión. En la S.E. San José, el avance civil es del 100% y el electromecánico del 100%. En la S.E. Jade, el avance civil alcanza el 100% y el electromecánico el 100%.</li></ul></li><li>▪ La Concesionaria solicitó al MINEM la modificación de su Cronograma de Ejecución de Obras por problemas con la servidumbre de su proyecto, solicitando ampliar su Puesta en Operación Comercial (POC) hasta el 31.03.2027.</li><li>▪ El 23.10.2025, con Oficio N° 2105 -2025-MINEM/DGE, el MINEM solicitó al Osinergmin emitir opinión sobre la solicitud de calificación de evento de fuerza mayor invocado por la Concesionaria Energía Renovable La Joya S.A., el cual fue atendido con Oficio N° 1546-2025-OS-DSE del 11.11.2025. Actualmente la solicitud de la Concesionaria continua en evaluación por el MINEM.</li><li>▪ La POC estaba prevista para el 31.12.2025, no se cumplió, dicho incumplimiento fue comunicado al MINEM.</li><li>▪ A la fecha, se han ejecutado US\$ 182,9 millones de un total de US\$ 341,9 millones previstos por la Concesionaria para la construcción y Puesta en Operación Comercial del proyecto.</li></ul>	<div><p>Montaje de Módulos fotovoltaicos</p></div> <div><p>Montaje de Trackers</p></div> <div><p>Inspección de Módulos fotovoltaicos</p></div>

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 01.01.2026 al 08.01.2026		T	<div>Supervisión del Contrato: Ampliación 24</div> <div>Empresa: REP</div> <ul style="list-style-type: none"><li>El proyecto se ubicará en el distrito de Chao del departamento de La Libertad y tiene como objetivos afianzar el sistema eléctrico en el área conformada por el eje Chao-Virú y Huaca del Sol.</li><li>El proyecto comprende la construcción de la Subestación Nueva Virú 220/138/60 kV, que se desarrollará en 2 etapas, la primera etapa (etapa temporal) contará con un transformador trifásico de 50 MVA, 220/60/22.9 kV (ONAF) de propiedad de Hidrandina. La segunda etapa (etapa definitiva) contará con un banco de autotransformadores de 96-120 MVA, 220/138/10 kV (ONAN-ONAF) y una unidad adicional de reserva; así como un transformador trifásico de 50-60 MVA, 138/60/10 kV (ONAN-ONAF).</li><li>Con R.M. N° 316-2024-MINEM/DM del 14.08.2024, el MINEM autorizó la suscripción de la Ampliación N° 24, relativa al proyecto “Subestación Nueva Virú 220/138/60 kV” y el 18.02.2025, con carta COES/D/DP-136-2025, el COES comunicó la asignación de los códigos y nomenclatura operativa, así como la aceptación del nuevo nombre de la S.E. Nueva Virú, que se denominará S.E. Chimú.</li><li>Se obtuvo el CIRA para el área de la subestación el 20.03.2025 y para las derivaciones eléctricas el 23.05.2025. El 05.11.2025, con R.D. N° 000760-2025-DDC LIB/MC, el MINCUL aprobó el expediente del Plan de Monitoreo Arqueológico.</li><li>El 10.07.2025, el COES comunicó que la Etapa 1 se exceptúa de desarrollar el EPO y EO conforme al PR-20.</li><li>El EPO de la Etapa 2 se encuentra en proceso de elaboración por parte de REP.</li><li>El 13.08.2025, con R.D. N° 0187-2025-MINEM-DGAAE aprobó el Informe Técnico Sustentatorio (ITS) para la L.T. 60 kV Virú-Chao que forma parte de la Concesión de Hidrandina, correspondiente a la Etapa 1 del proyecto.</li><li>El 29.08.2025, REP obtuvo la admisibilidad de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) por parte de la GREMH de La Libertad. El 17.10.2025 recibieron las observaciones y el 24.10.2025, REP presentó el levantamiento de observaciones. Pendiente respuesta de la GREMH. Este DIA corresponde a la Etapa 2 del proyecto.</li><li>El 04.11.2025, se entregó al MINEM la oferta del proceso de selección de la empresa auditora (postor único REA), para su evaluación y designación. El 20.11.2025, el MINEM emitió sus observaciones, las cuales fueron absueltas por el postor y presentadas el 26.11.2025. Pendiente respuesta del MINEM.</li><li>El transformador de Hidrandina que forma parte de la Etapa 1, fue trasladado de Huaraz al taller de mantenimiento de Hitachi en Lurín el 17.10.2025, luego de su mantenimiento será llevado al sitio de obra. Se viene gestionando la adquisición de bujes nuevos, los cuales llegarían al sitio de obra en mayo 2026.</li><li>Los transformadores que forman parte de la Etapa 2, fueron adjudicados a HYOSUNG, su llegada a Puerto Callao está prevista para agosto 2026.</li><li>El Consorcio HITACHI-UNITELEC está encargado de la construcción de la Etapa 1 del proyecto, actualmente viene desarrollando la ingeniería básica.</li><li>Se encuentra en proceso la contratación de la empresa EPCISTA que se encargará de elaborar la ingeniería definitiva del proyecto.</li><li>El avance global del proyecto es de 19,2%.</li><li>A la fecha, se han ejecutado US\$ 2,6 millones de un total de US\$ 39,7 millones previstos por la Concesionaria para la construcción y Puesta en Operación Comercial del proyecto.</li></ul>	<div></div> <div>Diagrama Unifilar</div> <div></div> <div>Ubicación del proyecto</div>



Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 01.01.2026 al 08.01.2026	T	<p><b>Supervisión del Contrato:</b> Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociada</p> <p><b>Empresa:</b> Concesionaria Línea de Transmisión La Niña S.A.C</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El proyecto se encuentra ubicado en los distritos de Padre Abad y Rupa Rupa, provincias de Padre Abad y Leoncio Prado, departamentos de Ucayali y Huánuco. Tiene como objetivo mejorar la confiabilidad en la zona de Aguaytía y Pucallpa, la nueva S.E. Leoncio Prado permitirá el desarrollo de la subtransmisión de la zona y resolverá las limitaciones de la S.E. Tingo María existente.</li> <li>El proyecto contempla la construcción del Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociada, el cual tendrá una longitud de 73 km y será de simple terna.</li> <li>Con R.M. N° 275-2024-MINEM/DM del 18.07.2024, el MINEM aprobó la suspensión de plazo por 217 días calendario, siendo la nueva fecha POC el 28.07.2024 y el 27.07.2024, con R.M. N° 298-2024-MINEM/DM, el MINEM otorgó la concesión definitiva para el proyecto. CLTLN y el MINEM suscribieron el Contrato de Concesión N° 618-2024, el cual fue inscrito en la SUNARP el 30.09.2024.</li> <li>El 16.10.2024, CLTLN comunicó al MINEM la existencia de una controversia (debido al incumplimiento por parte del Concedente en la provisión y el aseguramiento del punto de conexión requerido para que el proyecto se integre al SEIN) y dan inicio a un trato directo nacional. El 30.01.2025, CLTLN y el MINEM suscribieron el acta de cierre del Trato Directo, donde las partes declaran no haber llegado a acuerdos de los puntos controvertidos; sin embargo, CLTLN manifestó que mantienen conversaciones con el MINEM.</li> <li>La ingeniería de detalle se mantiene con un avance de 98,9%, según lo informado por la empresa supervisora DESSAU S&amp;Z.</li> <li>En la S.E. Leoncio Prado y en la S.E. Tingo María está pendiente la llegada a obra de los tableros de respaldo satelital y de los tableros de telecomunicaciones del MTC. Está pendiente la reubicación de la trampa de onda de la S.E. Tingo María hacia la S.E. Leoncio Prado. En la L.T. se montaron 125 estructuras de un total de 148. No se ha iniciado el tendido de conductor.</li> <li>Se mantiene un total de 30 torres con problemas de servidumbre, de las cuales: en 15 torres no se iniciaron ni las obras civiles y en 15 torres (ya montadas o con montaje iniciado) se tiene el acceso bloqueado para la continuación de su montaje o revisión.</li> <li>El 20.02.2025, CLTLN presentó al MINEM 275 expedientes de servidumbre, de las cuales 36 son de establecimiento forzoso o imposición (16 en torres y 20 en vanos). El MINEM comunicó 12 observaciones, las cuales se encuentran en proceso de levantamiento por parte de la Concesionaria.</li> <li>Applus informó que las obras civiles y electromecánicas en las S.E. Leoncio Prado, S.E. Aguaytía y L.T. Leoncio Prado – Aguaytía están suspendidas desde el 30.10.2024. Durante los meses de enero y febrero 2025 se realizaron actividades en la L.T. de 22,9 kV (970 metros), donde está pendiente la llegada del medidor electrónico multifunción.</li> <li>CLTLN en nuevas conversaciones con Electrocentro han actualizado el nuevo punto de instalación del PMI, que será en la estructura P-13 de la obra ejecutada; ambas partes están en conversaciones para que los postes del P-06 al P-12 pasen como donación a Electrocentro, esta nueva configuración de la red de MT en 22,9 kV pasará a ser propiedad de Electrocentro, quienes realizarán a la fecha de energización la operación y mantenimiento de la red. Los postes del P-01 al P-05 también pasarán como donación a Electrocentro la cual serán destinados para sus futuras ampliaciones. CLTLN tendrá como patrimonio las estructuras de los postes P-13, P-14, P-15 y P-16.</li> <li>Applus reiteró que está pendiente la instalación de cinco Piezómetros del Tipo Casagrande en la S.E. Leoncio Prado (3 piezómetros instalados en los taludes y 2</li> </ul>	<div data-bbox="1554 137 2080 491"> <p>Vista panorámica de la S.E. Leoncio Prado</p> </div> <div data-bbox="1554 632 2080 970"> <p>Vista panorámica de la S.E. Aguaytía</p> </div> <div data-bbox="1554 1082 2080 1441"> <p>P-01 y P-15 de la LT 22,9 kV de Servicios Auxiliares</p> </div>

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros						
			<p>piezómetros instalados en la plataforma de la subestación) y la finalización del levantamiento de observaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>▪ El 30.12.2025, con carta COES/D/DP-1205-2025, el COES dio conformidad al Estudio de Pre Operatividad para la conexión al SEIN.</li><li>▪ El avance global del proyecto se mantiene en 89,4%.<ul style="list-style-type: none"><li>○ Avance L.T.: 77,2%. Avance S.E.s: 97,6%. Avance L.T. SS.AA.: 95,0%.</li></ul></li><li>▪ A la fecha, se han ejecutado US\$ 20,1 millones de un total de US\$ 33,1 millones previstos por la Concesionaria para la construcción y Puesta en Operación Comercial del proyecto.</li></ul>							
	SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL							

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: 09.01.2026