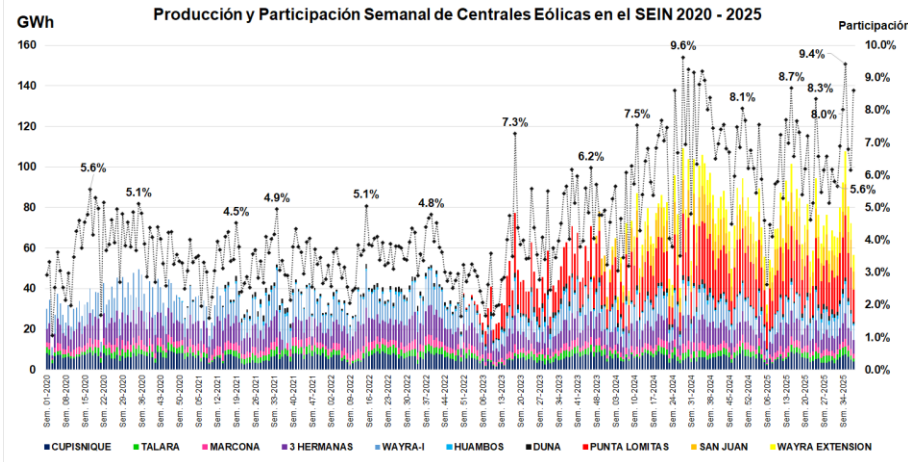
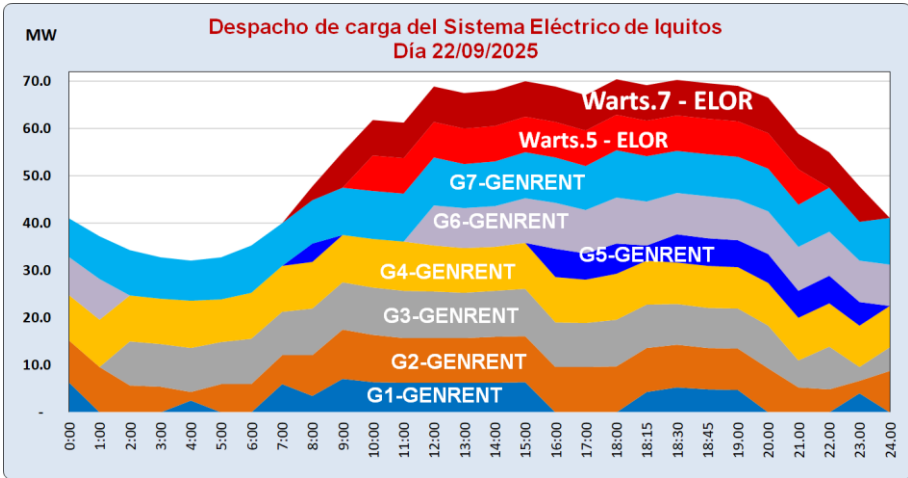
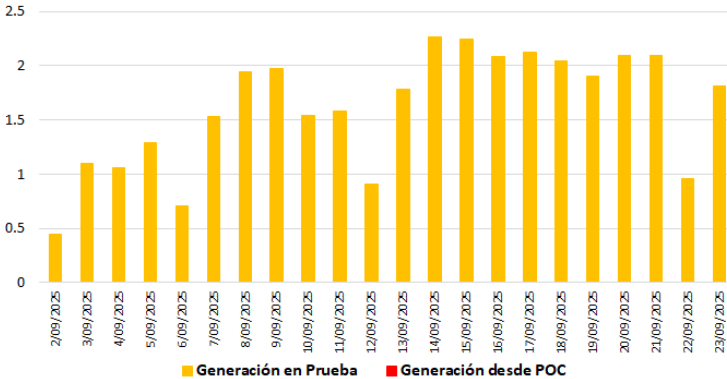


División de Supervisión de Electricidad

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
17.09.2025	G	Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	A las 11:30 h del 17.09.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,721.3 MW. No supero los 8,342.91 MW registrado el día 28.03.2025 como máxima demanda instantánea a nivel de generación. <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>1,150.38</td><td>427.25</td><td>37.1%</td></tr><tr><td>Centro</td><td>4,697.85</td><td>559.43</td><td>11.9%</td></tr><tr><td>Sur</td><td>1,873.02</td><td>1,909.15</td><td>101.9%</td></tr><tr><td>Total</td><td>7,721.3</td><td>2,895.8</td><td>37.5%</td></tr></tbody></table> Nota: La máxima demanda corresponde a la potencia de generación de los Integrantes del COES	Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %	Norte	1,150.38	427.25	37.1%	Centro	4,697.85	559.43	11.9%	Sur	1,873.02	1,909.15	101.9%	Total	7,721.3	2,895.8	37.5%	MW Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual GWh (*) 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.
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																					
Norte	1,150.38	427.25	37.1%																					
Centro	4,697.85	559.43	11.9%																					
Sur	1,873.02	1,909.15	101.9%																					
Total	7,721.3	2,895.8	37.5%																					
Del 17.09.2025 al 23.09.2025	G	Evolución de la Reserva Fria en el SEIN OSINERGMIN	MW Reserva Fria del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 23.07.25 al 23.09.25) 80% Reserva Fria % de Max Demanda -- %MR	Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes. ➤ C.T. Recka (CENTRAL: 179.37 MW): Del 17 al 23 de setiembre, la central estuvo fuera de servicio debido a labores de mantenimiento preventivo en la reparación de la línea de ingreso de gas del combustor N° 12 de la turbina a gas. ➤ C.T. Santo Domingo de oleros (CENTRAL: 297.29 MW): Del 19 al 23 de setiembre, la central estuvo fuera de servicio debido a mantenimiento preventivo Boroscopia TG1. ➤ CT Puerto Bravo (TG3: 181.33 MW): El 18 de setiembre, la unidad estuvo fuera de servicio debido a lavado fuera de línea del compresor de turbina de la unidad TG3 De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N°158-2025-MINEM/DM, se fijó en 34.5% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2025 hasta abril de 2026.																				
Del 17.09.2025 al 23.09.2025	SEIN	Cobertura de la Demanda OSINERGMIN	Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 23.09.2025 se dio de la siguiente manera. MW Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 17.09.25 - 23.09.25) Nota: Días de Uso de Diésel, (18, 19, 20, 21, 22) CT Mollendo y (23) CT Chilina por Pruebas	La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera. Producción por Fuente de Energía (Del 17.09.25 - 23.09.25)																				

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 17.09.2025 al 23.09.2025		CE	Generación y Participación de Centrales Eólicas en el SEIN 	Puesta en Operación comercial de Centrales Eólicas en el 2024-2025 <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 17.09.2025 al 23.09.2025		GSA	El 22.09.2025, se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 70.2 MW. No ha superado los 74.8 MW registrado el día 25.09.2024 como máxima demanda histórica instantánea a nivel de generación. 	Respecto a las unidades de generación del Sistema Eléctrico Iquitos se tiene lo siguiente. Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos Nueva de Genrent (CTIN) - En este periodo no se registró mantenimiento relevante Mantenimientos relevantes los grupos de la CT Iquitos de Electro Oriente - Del 17 al 23 de setiembre, ELOR reporta que Wartsila 6 queda en mantenimiento por desprendimiento de cuñas del estator del generador. - Los grupos W-5, y W7 están disponibles para operar en caso se presente insuficiente capacidad de generación de la CTIN. Restricción de Suministros No se presentó restricción de suministros importantes.												

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																														
Del 17.09.2025 al 23.09.2025		CS	Central: C.S.F. Sunny-309 MW Empresa: KALLPA GENERACIÓN S.A. El 26.08.2025 con Carta N° COES/D/DP-785-2025, el COES dio su autorización de pruebas de puesta en servicio de la Etapa II del proyecto Central Solar Fotovoltaica Sunny. La POC está prevista para el 23.10.2025.	Generación de C.S. Sunny (Del 02.09.25 - 23.09.25)  <table><caption>Generación de C.S. Sunny (Del 02.09.25 - 23.09.25)</caption><tr><th>Fecha</th><th>Generación (GWh)</th></tr><tr><td>2/09/2025</td><td>0.4</td></tr><tr><td>3/09/2025</td><td>1.1</td></tr><tr><td>4/09/2025</td><td>1.05</td></tr><tr><td>5/09/2025</td><td>1.3</td></tr><tr><td>6/09/2025</td><td>0.7</td></tr><tr><td>7/09/2025</td><td>1.55</td></tr><tr><td>8/09/2025</td><td>1.95</td></tr><tr><td>9/09/2025</td><td>1.95</td></tr><tr><td>10/09/2025</td><td>1.55</td></tr><tr><td>11/09/2025</td><td>1.6</td></tr><tr><td>12/09/2025</td><td>0.9</td></tr><tr><td>13/09/2025</td><td>1.8</td></tr><tr><td>14/09/2025</td><td>2.3</td></tr><tr><td>15/09/2025</td><td>2.25</td></tr><tr><td>16/09/2025</td><td>2.1</td></tr><tr><td>17/09/2025</td><td>2.15</td></tr><tr><td>18/09/2025</td><td>2.05</td></tr><tr><td>19/09/2025</td><td>1.9</td></tr><tr><td>20/09/2025</td><td>2.1</td></tr><tr><td>21/09/2025</td><td>2.1</td></tr><tr><td>22/09/2025</td><td>0.95</td></tr><tr><td>23/09/2025</td><td>1.8</td></tr></table>	Fecha	Generación (GWh)	2/09/2025	0.4	3/09/2025	1.1	4/09/2025	1.05	5/09/2025	1.3	6/09/2025	0.7	7/09/2025	1.55	8/09/2025	1.95	9/09/2025	1.95	10/09/2025	1.55	11/09/2025	1.6	12/09/2025	0.9	13/09/2025	1.8	14/09/2025	2.3	15/09/2025	2.25	16/09/2025	2.1	17/09/2025	2.15	18/09/2025	2.05	19/09/2025	1.9	20/09/2025	2.1	21/09/2025	2.1	22/09/2025	0.95	23/09/2025	1.8
Fecha	Generación (GWh)																																																	
2/09/2025	0.4																																																	
3/09/2025	1.1																																																	
4/09/2025	1.05																																																	
5/09/2025	1.3																																																	
6/09/2025	0.7																																																	
7/09/2025	1.55																																																	
8/09/2025	1.95																																																	
9/09/2025	1.95																																																	
10/09/2025	1.55																																																	
11/09/2025	1.6																																																	
12/09/2025	0.9																																																	
13/09/2025	1.8																																																	
14/09/2025	2.3																																																	
15/09/2025	2.25																																																	
16/09/2025	2.1																																																	
17/09/2025	2.15																																																	
18/09/2025	2.05																																																	
19/09/2025	1.9																																																	
20/09/2025	2.1																																																	
21/09/2025	2.1																																																	
22/09/2025	0.95																																																	
23/09/2025	1.8																																																	
Del 17.09.2025 al 23.09.2025		SEIN	Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 82. <table><thead><tr><th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th><th>%</th></tr></thead><tbody><tr><td>Varios Propio (1)</td><td>45</td></tr><tr><td>Fenómenos Naturales (2)</td><td>18</td></tr><tr><td>Mantenimiento (3)</td><td>17</td></tr><tr><td>Fallas Sistema Interconectado (4)</td><td>13</td></tr><tr><td>Terceros (5)</td><td>7</td></tr></tbody></table> (La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%	Varios Propio (1)	45	Fenómenos Naturales (2)	18	Mantenimiento (3)	17	Fallas Sistema Interconectado (4)	13	Terceros (5)	7	CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074  Total: 82 eventos de interrupciones reportados - Varios - Propio: Otros - Propio (34.1%, 27 veces, 10h 11' de duración), Falla equipo (3.7%, 3 veces, 3h 37' de duración), Corte de emergencia (2.4%, 2 veces, 26' de duración), Animales (2.4%, 2 veces, 4h 10' de duración), Calda conductor de red (1.2%, 1 vez, 49' de duración), Contacto de red con árbol (1.2%, 1 vez, 12h 47' de duración). - Fenómenos naturales: Descargas atmosféricas (9.4%, 8 veces, 3h 5' de duración), Fuertes vientos (4.9%, 4 veces, 5h 17' de duración), Otros - Fen. Nat. (3.7%, 3 veces, 8h 8' de duración). - Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (9.7%, 8 veces, 14h 51' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (3.7%, 3 veces, 17h 15' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Propio (2.4%, 2 veces, 3h 42' de duración), Expansión o reforzamiento de redes - Otras E.E. (1.2%, 1 vez, 42' de duración). - Fallas Sistema Interconectado: Déficit de generación (0%, 0 veces, de duración), Otros - Otras E.E. (13%, 11 veces, 11h 43' de duración). - Terceros: Impacto vehicular (1.2%, 1 vez, 29' de duración), Vandalismo (1.2%, 1 vez, 53' de duración), Otros - Terceros (4.6%, 4 veces, 3h 27' de duración).																																		
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%																																																	
Varios Propio (1)	45																																																	
Fenómenos Naturales (2)	18																																																	
Mantenimiento (3)	17																																																	
Fallas Sistema Interconectado (4)	13																																																	
Terceros (5)	7																																																	

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 17.09.2025 al 23.09.2025	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)	Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente. <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>45</td><td>55</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>34</td><td>41</td></tr><tr><td>Generación</td><td>3</td><td>4</td></tr></table> (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.	Origen de las Interrupciones por instalación causante	N° de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	45	55	Transmisión	34	41	Generación	3	4	ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE DISTRIBUCIÓN-55% - 45 Interrupciones TRANSMISIÓN-41% - 34 Interrupciones GENERACIÓN-4% - 3 Interrupciones Osinergmin REGULADOR DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ Total: 82 eventos de interrupciones reportados (1) Distribución: Causas internas (64.4%, 29 veces, 2d 8h 33' de duración), Fenómenos naturales (22.2%, 10 veces, 15h 19' de duración), Terceros (8.9%, 4 veces, 4h 16' de duración), Otros suministradores (4.4%, 2 veces, 11h 3' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (38.2%, 13 veces, 2d 15h 47' de duración), Fenómenos naturales (14.7%, 5 veces, 1h 11' de duración), Terceros (8.8%, 3 veces, 2h 4' de duración), Otros suministradores (38.2%, 13 veces, 18h 37' de duración). (3) Generación: Causas internas (100%, 3 veces, 46' de duración).
		Origen de las Interrupciones por instalación causante		N° de Interrupciones	% de Interrupción											
Distribución	45	55														
Transmisión	34	41														
Generación	3	4														
OSINERGMIN																
Del 19.09.2025 al 25.09.2025	G	Supervisión del Contrato: Central Solar Expansión Intipampa	- El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto, distrito de Castilla. - La Central Solar Expansión Intipampa estará compuesta por 88,101 Módulo Fotovoltaicos de (615/620W) Bifacial en una configuración con trackers distribuidos en 7 ITS con circuitos de media Tensión (33 kV), con una potencia instalada de 51,7 MW. - El 11.06.2024, se publicó la R.M. N° 194-2025-MINEM/DM, mediante el cual, el MINEM otorgó a favor de ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A., la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en el proyecto “Central Solar Expansión Intipampa”, con una potencia instalada de 51,7 MW. - El 12.06.2025, se suscribió el Contrato de Concesión N° 632-2025 entre el MINEM y la empresa ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. - El 13.11.2024, con R.D. N° 0205-2024-MINEM/DGAEE, la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad, aprobó la Modificación de la Declaración de Impacto Ambiental (MDIA). - El 12.05.2025, la Concesionaria presentó el Estudio de Operatividad al COES, el cual se encuentra en revisión. - Actualmente, la Concesionaria viene realizando las siguientes actividades: - Se completaron al 100% los trabajos de movimiento de tierras (corte, eliminación y relleno). - La construcción de acceso presenta un avance del 23%. - Los trabajos electromecánicos presentan un avance de 8,8% - De los 13 lotes de paneles solares, el 69% (9 lotes) ya se encuentran en sitio. - A la fecha del reporte se contabiliza un avance físico del 54,2 % del proyecto. - La POC contractual está prevista para el 12.12.2026	Instalación de bases para trackers Nivelación de la zona												
		Empresa: ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.														
			- El proyecto se encuentra ubicado en el departamento Madre de Dios, provincias de Tambopata y Tahuamanu, distritos de Puerto Maldonado e Iberia. - Con R.M. N° 375-2023-MINEM/DM del 22.09.2023, el MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma por 24 días calendario, siendo la nueva fecha de POC el 09.05.2025.													

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 19.09.2025 al 25.09.2025		T	Supervisión del Contrato: Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado – Iberia Empresa: PUERTO MALDONADO TRANSMISORA DE ENERGIA S.A.C. - El proyecto cuenta con el CIRA, el EPO e Ingeniería Definitiva aprobados, por las entidades competentes. - El 04.11.2024, PUMATE comunicó la llegada al sitio de obra del Transformador de potencia y el reactor el 31.10.2024. Asimismo, INCOSA remitió el Acta de Conformidad de la llegada de equipos. Con Oficio N° 1782-2024-OS-DSE del 19.11.2024, se comunicó al MINEM el cumplimiento del Hito “Llegada a los correspondientes sitios de obra del transformador y reactor”. - El 14.02.2025 se publicó la R.M. N° 036-2025-MINEM/DM, con la cual el MINEM otorgó la Concesión Definitiva. - El 13.03.2025, con Oficio N° 0450-2025-MINEM/DGE, el MINEM solicitó opinión sobre la ampliación de plazo invocada por PUMATE. Se atendió con Oficio N° 379-2025-OS-DSE del 24.03.2025. - El 12.03.2025, PUMATE comunicó al MINEM la ocurrencia de un posible evento de fuerza mayor, debido al impedimento de cierre de algunos acuerdos para la obtención de servidumbres para 11 estructuras. - El 04.04.2025, SENACE aprobó el ITS N° 01, con R.D. N° 00041-2025-SENACE-PE/DEAR. - El 09.04.2024, PUMATE comunicó al MINEM posible evento de fuerza mayor debido a condiciones climáticas adversas, - El 21.04.2025, PUMATE presentó al MINEM el Informe Técnico Legal del evento de fuerza mayor por el retraso en la construcción de la caseta de control de la S.E. Puerto Maldonado, en el que se concluye que se impacta la fecha de POC hasta el 16.01.2026. - El 19.05.2025, con Oficio N° 570-2025-OS-DSE, se comunicó al MINEM el incumplimiento del Hito “Puesta en Operación Comercial” programado para el 09.05.2025. Con carta del 30.05.2025, PUMATE informó que la demora en la POC se debe a la ocurrencia de eventos de fuerza mayor y acción indebida de la autoridad, los cuales están en evaluación del MINEM. - El 20.05.2025, con carta COES/D/DP-445-2025, el COES otorgó la conformidad al Estudio de Operatividad del proyecto. - El 27.05.2025, SENACE admitió a trámite el ITS N° 02. - El 20.06.2025, PUMATE presentó al MINEM el expediente de modificación de la Concesión Definitiva debido a una variante del proyecto. - El 22.06.2025 se tuvo corte de servicio eléctrico en Media Tensión, lo que permitió: trabajos de alumbrado en la S.E. Puerto Maldonado y montaje de 2 torres. - Sobre la servidumbre, se tienen 458 acuerdos formalizados e indemnizados que representan 144,36 km de línea y 363 estructuras. Se continuó con la deforestación de la franja de servidumbre, construcción de fundaciones y el montaje de torres. Se tiene 298 torres montadas de un total de 377, se realizó el hincado de pilotes para 337 estructuras. Se inició el tendido de conductor, con un avance de 59,95 km. Se tiene dificultades para cerrar los acuerdos de servidumbre. - S.E. Iberia: se continúa con las pruebas SAT de los equipos del patio de 138 kV. - S.E. Puerto Maldonado: se iniciaron con las pruebas SAT de los equipos del patio de 138 kV. - El 17.08.2025 se realizó corte para ejecutar las pruebas SAT en los equipos del banco de condensadores. - Se proyecta la conclusión de obras del proyecto para noviembre 2025 y la energización para diciembre 2025. - Avance global: 71,4%.	 Tendido de L.T.  T003 de la L.T.  Tierra Viajera, tanto en winche como en freno

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																								
Del 19.09.2025 al 25.09.2025	T	LICITACIÓN PROINVERSIÓN	- El 31.12.2022, mediante R.M. N° 459-2022-MINEM/DM, el MINEM aprobó el Plan de Transmisión 2023-2032, en el cual se incluyen los 4 proyectos licitados. - El 17.02.2023, mediante R.M. N° 055-2023-MINEM/DM, el MINEM encargó a PROINVERSION los procesos de promoción de la inversión privada de dieciocho (18) Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2023 – 2032, entre los cuales se incluyen los 4 proyectos licitados. - El 22.09.2025, se realizó la presentación de sobres N° 1 y 2 y Buena Pro del concurso de 4 proyectos integrales, en el cual participó únicamente la empresa ALUPAR PERÚ S.A.C., resultando esta adjudicataria de los siguientes proyectos: i. <u>Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad (condición N-1) al brindar un punto de suministro adicional a la ciudad de Arequipa y resolver el déficit de capacidad de transformación 220/138 kV del sistema eléctrico de Arequipa. ii. <u>Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en 220 kV de Lima Sur, en el eje Planicie-Industriales, en la condición N-1. Adicionalmente, se dará mayor confiabilidad al flujo de energía desde y hacia las subestaciones San Luis y Santa Rosa, que se enlazan con la subestación Industriales. iii. <u>Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de Abancay - Andahuaylas (condición N-1) y mejorar la capacidad de transformación 138/60 kV. iv. <u>Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</u> OBJETIVO: mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en la condición de redundancia N-1, en la zona atendida en el nivel de 60 kV por las subestaciones Azángaro y Ananea del Sistema Eléctrico Ananea. De igual forma se mejoran las condiciones operativas en el nivel de 138 kV, en el eje actual de transmisión en 138 kV San Gabán II-San Rafael-Azángaro.	Tabla N° 1: Valores Ofertados vs Valores Máximos <table><tr><th>Postor:</th><th>Valor Ofertado (US\$)</th><th>Valor Máximo (US\$)</th><th>Valor Ofertado/ Valor Máximo</th></tr><tr><td colspan="4">A) "Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)"</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>81,400,800.48</td><td>81,576,208.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>2,028,975.84</td><td>2,033,348.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>25,000,355.68</td><td>25,054,228.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>641,134.44</td><td>642,516.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>37,968,590.91</td><td>38,050,408.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>972,572.24</td><td>974,668.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>69,545,902.15</td><td>69,695,764.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td>Costo de OyM anual (COyM)</td><td>1,650,046.38</td><td>1,653,602.00</td><td>99.8%</td></tr><tr><td colspan="4">US\$</td></tr><tr><td>TOTAL (A+B+C+D)</td><td>213,915,649.22</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Costo de Inversión (CI)</td><td>5,292,728.90</td><td></td><td></td></tr><tr><td>Anualidad del Costo de Inversión (aCI)</td><td>26,556,271.10</td><td></td><td></td></tr><tr><td colspan="2">COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)</td><td>31,849,000.00</td><td></td></tr></table> Alupar fue adjudicada con una propuesta económica correspondiente al 99.8% del valor de referencia (valores máximos del COYM y CI)	Postor:	Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo	A) "Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)"				Costo de Inversión (CI)	81,400,800.48	81,576,208.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	2,028,975.84	2,033,348.00	99.8%	B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)				Costo de Inversión (CI)	25,000,355.68	25,054,228.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	641,134.44	642,516.00	99.8%	C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)				Costo de Inversión (CI)	37,968,590.91	38,050,408.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	972,572.24	974,668.00	99.8%	D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)				Costo de Inversión (CI)	69,545,902.15	69,695,764.00	99.8%	Costo de OyM anual (COyM)	1,650,046.38	1,653,602.00	99.8%	US\$				TOTAL (A+B+C+D)	213,915,649.22			Costo de Inversión (CI)	5,292,728.90			Anualidad del Costo de Inversión (aCI)	26,556,271.10			COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)		31,849,000.00	
			Postor:	Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo																																																																						
A) "Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)"																																																																												
Costo de Inversión (CI)	81,400,800.48	81,576,208.00	99.8%																																																																									
Costo de OyM anual (COyM)	2,028,975.84	2,033,348.00	99.8%																																																																									
B) Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC)																																																																												
Costo de Inversión (CI)	25,000,355.68	25,054,228.00	99.8%																																																																									
Costo de OyM anual (COyM)	641,134.44	642,516.00	99.8%																																																																									
C) Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)																																																																												
Costo de Inversión (CI)	37,968,590.91	38,050,408.00	99.8%																																																																									
Costo de OyM anual (COyM)	972,572.24	974,668.00	99.8%																																																																									
D) Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)																																																																												
Costo de Inversión (CI)	69,545,902.15	69,695,764.00	99.8%																																																																									
Costo de OyM anual (COyM)	1,650,046.38	1,653,602.00	99.8%																																																																									
US\$																																																																												
TOTAL (A+B+C+D)	213,915,649.22																																																																											
Costo de Inversión (CI)	5,292,728.90																																																																											
Anualidad del Costo de Inversión (aCI)	26,556,271.10																																																																											
COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)		31,849,000.00																																																																										
	SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL <table><tr><th>Proyecto</th><th>Concesionaria</th><th>Tipo de Central</th><th>Potencia (MW)</th><th>Inversión (US\$ millones)</th><th>Avance global</th><th>Puesta En Operación Comercial</th><th>Tipo</th></tr><tr><td>C.S.F. Sunny</td><td>KALLPA GENERACIÓN S.A.</td><td>CSF</td><td>309</td><td>149.6</td><td>89%</td><td>23.10.2025</td><td>N.C</td></tr><tr><td>C.S.F. Solimana</td><td>ECORER S.A.C.</td><td>CSF</td><td>250</td><td>149.5</td><td>3,2%</td><td>31.12.2025</td><td>N.C</td></tr><tr><td>C.S.F. Illa</td><td>ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.</td><td>CSF</td><td>385</td><td>335</td><td>44%</td><td>31.12.2025</td><td>N.C</td></tr><tr><td>C.S.F. Expansión Intipampa</td><td>ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.</td><td>CSF</td><td>51,7</td><td>56,6</td><td>54,2%</td><td>12.12.2026</td><td>N.C</td></tr><tr><td>C.S.F. Hanaqpampa</td><td>ENGIE ENERGIA PERU</td><td>CSF</td><td>300</td><td>271.9</td><td>0,1%</td><td>30.12.2026</td><td>N.C</td></tr></table>		Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo	C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	309	149.6	89%	23.10.2025	N.C	C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C	C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	44%	31.12.2025	N.C	C.S.F. Expansión Intipampa	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	CSF	51,7	56,6	54,2%	12.12.2026	N.C	C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,1%	30.12.2026	N.C																								
Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo																																																																					
C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	309	149.6	89%	23.10.2025	N.C																																																																					
C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3,2%	31.12.2025	N.C																																																																					
C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	44%	31.12.2025	N.C																																																																					
C.S.F. Expansión Intipampa	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	CSF	51,7	56,6	54,2%	12.12.2026	N.C																																																																					
C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0,1%	30.12.2026	N.C																																																																					