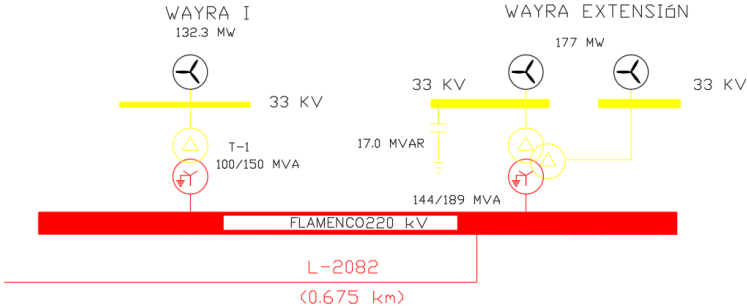
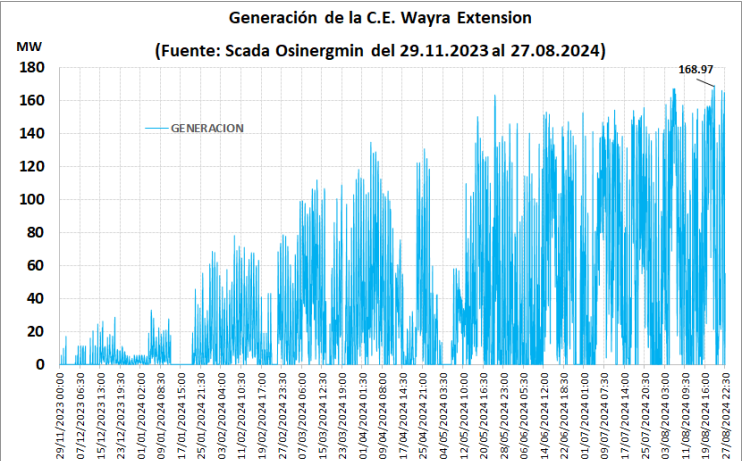
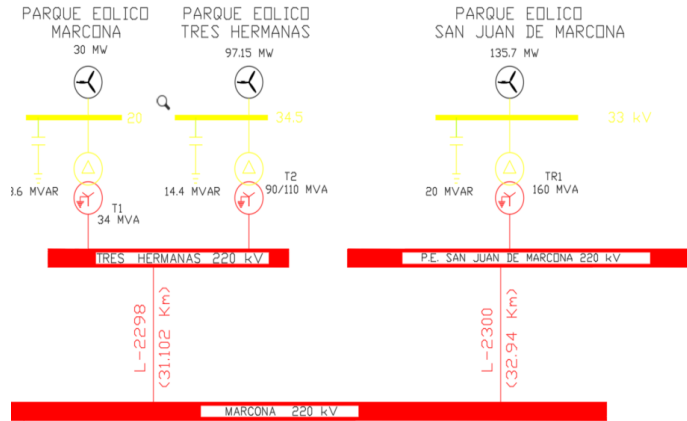
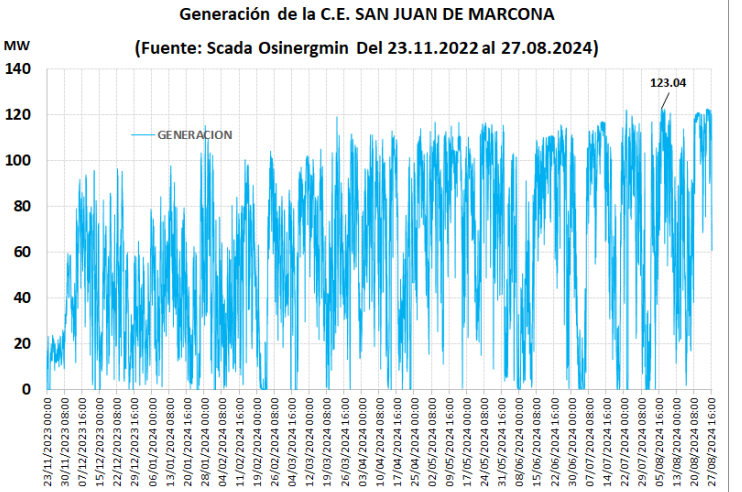
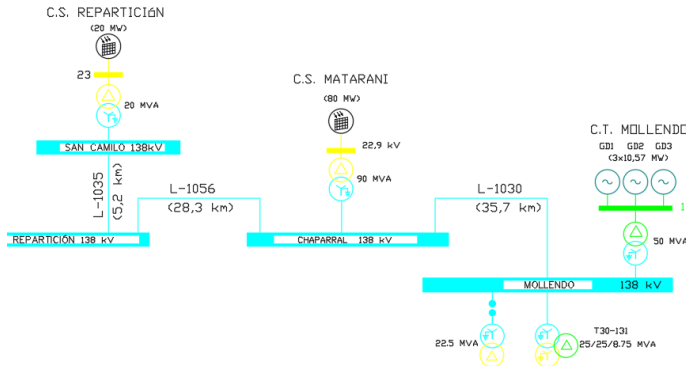
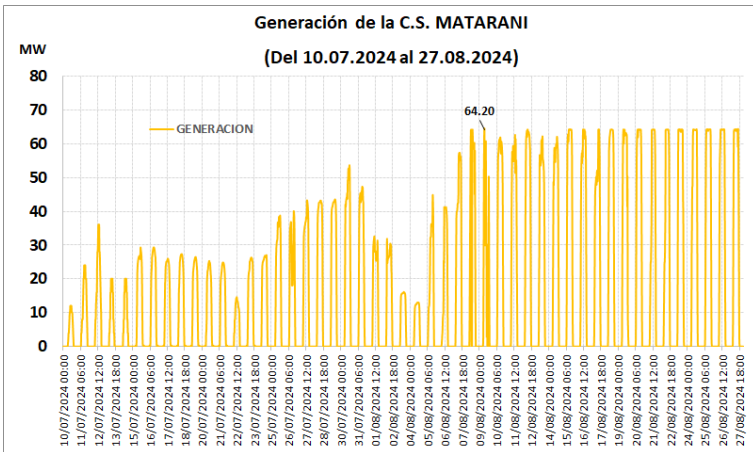
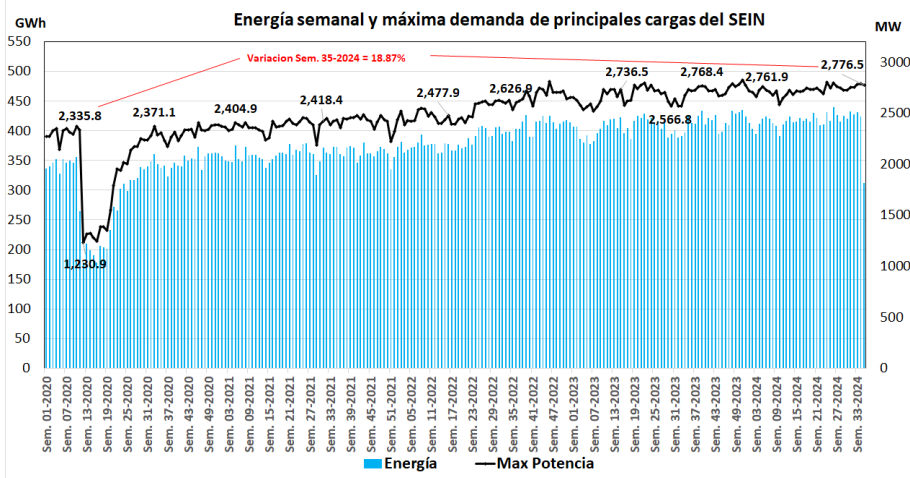


División de Supervisión de Electricidad.

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																				
22.08.2024	G	Máxima Demanda del SEIN OSINERGMIN	A las 11:30 h del 22.08.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,567.4 MW. No ha superado los 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación. <table><tr><th>Zona</th><th>Máxima Demanda (MW)</th><th>Reserva Fria (MW)</th><th>Porcentaje %</th></tr><tr><td>Norte</td><td>1,175.29</td><td>293.79</td><td>25.0%</td></tr><tr><td>Centro</td><td>4,663.21</td><td>517.83</td><td>11.1%</td></tr><tr><td>Sur</td><td>1,728.89</td><td>1,574.00</td><td>91.0%</td></tr><tr><td>Total</td><td>7,567.4</td><td>2,385.6</td><td>31.5%</td></tr></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	1,175.29	293.79	25.0%	Centro	4,663.21	517.83	11.1%	Sur	1,728.89	1,574.00	91.0%	Total	7,567.4	2,385.6	31.5%	MW 8,950 8,300 7,650 7,000 6,350 5,700 5,050 4,400 3,750 3,100 2,450 1,800 1,150 500 Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual </
Zona	Máxima Demanda (MW)	Reserva Fria (MW)	Porcentaje %																					
Norte	1,175.29	293.79	25.0%																					
Centro	4,663.21	517.83	11.1%																					
Sur	1,728.89	1,574.00	91.0%																					
Total	7,567.4	2,385.6	31.5%																					

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros
Del 21.08.2024 al 27.08.2024	CE	Generación C.E Wayra Extensión (Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Desde afines de noviembre de 2023, la C.E. Wayra Extensión viene realizando pruebas de puesta en servicio (177 MW de potencia instalada). A la fecha registró una generación máxima de 168.97 MW aproximadamente. El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024 el 27.06.2024 y COES/D/DP-625-2024 del 28.06.24, aprobó la Operación Comercial de la C.E Wayra Extensión a partir de las 00:00 h del 29.06.2024. 	Generación de la C.E. Wayra Extension (Fuente: Scada Osinergmin del 29.11.2023 al 27.08.2024) 
Del 21.08.2024 al 27.08.2024	CE	Puesta en operación comercial C.E. San Juan de Marcona (Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona) ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	El 22.11.2023, a las 09:47 h, sincronizó primera vez con el SEIN la C.E. San Juan de Marcona desde la barra de 220kV de la SE. Marcona por la empresa ERSUR (135MW de potencia instalada). El COES mediante carta COES/D/DP-316-2024, el 16.04.2024, aprobó la Operación Comercial Parque Eólico San Juan De Marcona a partir de las 00:00 h del 18.04.2024, con una Potencia Instalada de 129.8 MW y 22 aerogeneradores. Se encuentra pendiente la POC del aerogenerador 23 de 5.9 MW. A la fecha, la Central a registrado como máxima generación 123.04 MW. En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central. 	Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA (Fuente: Scada Osinergmin Del 23.11.2022 al 27.08.2024) 

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros																																																																				
Del 21.08.2024 al 27.08.2024	CS	Pruebas en Circuitos de generación C.S Matarani (El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Arequipa, provincia de Arequipa, distrito de La Joya) Empresa: GR CORTARRAMA S.A.C.	Mediante R.M. N° 031-2023-MINEM/DM, publicado el 31.01.2023 se otorgó la concesión definitiva a GR Cortarrama para desarrollar la actividad de generación por recursos Energéticos Renovables con la Central Solar Fotovoltaica Matarani de potencia instalada de 80MW. El 02.06.24 se dio la primera energización de la S.E. Chaparral de 138kV mediante la L-1056 (Repartición – Chaparral) de 138kV y la L-1030 (Chaparral – Mollendo). Desde julio de 2024, la C.S Matarani viene realizando pruebas de puesta en servicio, llegando a registrar una generación máxima de 64.20 MW aproximadamente. 																																																																					
		Del 21.08.2024 al 27.08.2024	CL	Demanda de principales cargas mineras del SEIN  Grafica actualizada hasta el 27/08/2024	En 2024, las principales cargas que incrementaron su demanda fueron: Zona Norte: Refinería Talara viene incrementando gradualmente su carga. A la fecha registró una demanda máxima de 69.67 MW. Su carga nominal está estimada en 80 MW. Zona Sur: A la fecha Minera Quellaveco llegó a registrar 153.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW. <table><tr><th rowspan="16">MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN</th><th>ZONAS</th><th>EMPRESA</th><th>Potencia Maxima (MW)</th><th>Potencia Minima (MW)</th><th>Potencia Promedio (MW)</th></tr><tr><td rowspan="5">ZONA NORTE</td><td>Rf Talara Pariñas</td><td>64.91</td><td>53.60</td><td>55.84</td></tr><tr><td>Cajamarca Norte</td><td>60.62</td><td>48.76</td><td>54.67</td></tr><tr><td>Sider Perú</td><td>54.92</td><td>4.92</td><td>35.76</td></tr><tr><td>Cementos Pacasmayo</td><td>22.43</td><td>8.89</td><td>18.45</td></tr><tr><td>Barrick - Chicama</td><td>18.57</td><td>11.69</td><td>16.15</td></tr><tr><td rowspan="5">ZONA CENTRO</td><td>Cajamarquilla</td><td>198.12</td><td>52.62</td><td>173.59</td></tr><tr><td>Toromocho</td><td>167.28</td><td>44.61</td><td>152.09</td></tr><tr><td>Minera Antamina</td><td>134.47</td><td>110.09</td><td>127.26</td></tr><tr><td>Shougang</td><td>122.40</td><td>83.66</td><td>106.49</td></tr><tr><td>Aceros Arequipa</td><td>163.67</td><td>21.65</td><td>94.46</td></tr><tr><td rowspan="5">ZONA SUR</td><td>Cerro Verde</td><td>469.54</td><td>356.77</td><td>371.05</td></tr><tr><td>Southern</td><td>302.52</td><td>235.28</td><td>277.97</td></tr><tr><td>Minera Las Bambas</td><td>155.62</td><td>95.69</td><td>147.51</td></tr><tr><td>Quellaveco</td><td>147.57</td><td>89.46</td><td>136.13</td></tr><tr><td>Tintaya + Antapaccay</td><td>132.84</td><td>93.60</td><td>116.79</td></tr></table>	MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS	EMPRESA	Potencia Maxima (MW)	Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	64.91	53.60	55.84	Cajamarca Norte	60.62	48.76	54.67	Sider Perú	54.92	4.92	35.76	Cementos Pacasmayo	22.43	8.89	18.45	Barrick - Chicama	18.57	11.69	16.15	ZONA CENTRO	Cajamarquilla	198.12	52.62	173.59	Toromocho	167.28	44.61	152.09	Minera Antamina	134.47	110.09	127.26	Shougang	122.40	83.66	106.49	Aceros Arequipa	163.67	21.65	94.46	ZONA SUR	Cerro Verde	469.54	356.77	371.05	Southern	302.52	235.28	277.97	Minera Las Bambas	155.62	95.69	147.51	Quellaveco	147.57	89.46	136.13	Tintaya + Antapaccay	132.84
MAYORES CARGAS DE CLIENTES LIBRES DEL SEIN	ZONAS			EMPRESA	Potencia Maxima (MW)		Potencia Minima (MW)	Potencia Promedio (MW)																																																																
	ZONA NORTE	Rf Talara Pariñas	64.91	53.60	55.84																																																																			
		Cajamarca Norte	60.62	48.76	54.67																																																																			
		Sider Perú	54.92	4.92	35.76																																																																			
		Cementos Pacasmayo	22.43	8.89	18.45																																																																			
		Barrick - Chicama	18.57	11.69	16.15																																																																			
	ZONA CENTRO	Cajamarquilla	198.12	52.62	173.59																																																																			
		Toromocho	167.28	44.61	152.09																																																																			
		Minera Antamina	134.47	110.09	127.26																																																																			
		Shougang	122.40	83.66	106.49																																																																			
		Aceros Arequipa	163.67	21.65	94.46																																																																			
	ZONA SUR	Cerro Verde	469.54	356.77	371.05																																																																			
		Southern	302.52	235.28	277.97																																																																			
		Minera Las Bambas	155.62	95.69	147.51																																																																			
		Quellaveco	147.57	89.46	136.13																																																																			
		Tintaya + Antapaccay	132.84	93.60	116.79																																																																			

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
Del 21.08.2024 al 27.08.2024	T	Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia (Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia) REP	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. El 06.08.2023, se energizó por primera vez la barra de 60kV de la SE Chinchá Nueva y secuencialmente las 6 bahías de 60kV del unifilar mostrado. Como consecuencia de la puesta en servicio de la SE Chinchá Nueva de 220kV, la cargabilidad de los transformadores de la SE Independencia disminuyeron de forma considerable. 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 del Contrato firmado por el MINEM y EGESUR.	MVA Máxima Carga Diaria de los Transformadores T3, T4 y T5P de la SE Independencia (MVA) MW Demanda por zona Independencia (MW)												
Del 21.08.2024 al 27.08.2024	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Causas) OSINERGMIN	Las interrupciones importantes reportadas al Osinergmin en este periodo suman un total de 80. <table><tr><th>Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas</th><th>%</th></tr><tr><td>Varios Propio (1)</td><td>43</td></tr><tr><td>Mantenimiento (2)</td><td>19</td></tr><tr><td>Fallas Sistema Interconectado (3)</td><td>16</td></tr><tr><td>Terceros (4)</td><td>13</td></tr><tr><td>Fenómenos Naturales (5)</td><td>9</td></tr></table> (La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto).	Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%	Varios Propio (1)	43	Mantenimiento (2)	19	Fallas Sistema Interconectado (3)	16	Terceros (4)	13	Fenómenos Naturales (5)	9	CAUSAS DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES REPORTADAS - P074 Osinergrmin Total: 80 eventos de interrupciones reportados 1) Varios - Propio: Otros - Propio (19.1%, 16 veces, 1h 15' de duración), Falla equipo (13.8%, 11 veces, 4h 25' de duración), Corte de emergencia (5%, 4 veces, 5h 21' de duración), Caída conductor de red (2.5%, 2 veces, 8h 20' de duración), Error de maniobra (1.3%, 1 vez, 27' de duración), Ajuste inadecuado de la protección (1.3%, 1 vez, 15' de duración). 2) Mantenimiento: Mantenimiento - Propio (10.2%, 8 veces, 12h 54' de duración), Por Mantenimiento - Otras E.E. (8.8%, 7 veces, 18h 58' de duración). 3) Fallos Sistema Interconectado: (Recomponer la carga) (0%, 0 veces, 54' de duración), Falla sistema interconectado (1.8%, 3 veces, 5h 26' de duración), Déficit de generación (3.8%, 3 veces, 30' de duración), Otros - Otras E.E. (8.4%, 7 veces, 15h 31' de duración). 4) Terceros: Otros - Terceros (5.4%, 4 veces, 1h 37' de duración), Cometas (2.5%, 2 veces, 7h 13' de duración), Caída de árbol (2.5%, 2 veces, 7h 20' de duración), Aves (1.3%, 1 vez, 8' de duración), Contacto accidental con línea (1.3%, 1 vez, 5' de duración). 5) Fenómenos naturales: Otros - Fen. Nat. (6.4%, 5 veces, 7h 10' de duración), Cuantos violentos (1.3%, 1 vez, 4h 37' de duración), Descargas atmosféricas (1.3%, 1 vez, 10' de duración).
Causas de las Interrupciones Importantes Reportadas	%															
Varios Propio (1)	43															
Mantenimiento (2)	19															
Fallas Sistema Interconectado (3)	16															
Terceros (4)	13															
Fenómenos Naturales (5)	9															

Fecha y Actividad		Tema de importancia	Descripción del evento / consecuencias	Medidas adoptadas por Osinergmin u otros												
			Interrupciones Importantes por Tipo de Causas (2020 - 2024)													
Del 21.08.2024 al 27.08.2024	SEIN	Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante) OSINERGMIN	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>Nº de Interrupciones</th><th>% de Interrupción</th></tr><tr><td>Distribución</td><td>41</td><td>51</td></tr><tr><td>Transmisión</td><td>22</td><td>28</td></tr><tr><td>Generación</td><td>17</td><td>21</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	Nº de Interrupciones	% de Interrupción	Distribución	41	51	Transmisión	22	28	Generación	17	21	ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES IMPORTANTES POR INSTALACIÓN CAUSANTE DISTRIBUCIÓN-51% - 41 Interrupciones TRANSMISIÓN-28% - 22 Interrupciones GENERACIÓN-21% - 17 Interrupciones Total: 80 eventos de interrupciones reportados  (1) Distribución: Causas internas (43.9%, 18 veces, 1d 10h 57' de duración), Fenómenos naturales (17.1%, 7 veces, 11h 56' de duración), Terceros (14.6%, 6 veces, 9h 26' de duración), Otros suministradores (24.4%, 10 veces, 1d 1h 6' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (59.1%, 13 veces, 2d 12h 4' de duración), Terceros (9.1%, 2 veces, 6h 42' de duración), Otros suministradores (31.8%, 7 veces, 1d 14h 50' de duración). (3) Generación: Causas internas (76.5%, 13 veces, 10h 1' de duración), Terceros (5.9%, 1 vez, 8' de duración), Otros suministradores (17.7%, 3 veces, 30' de duración).
Origen de las Interrupciones por instalación causante	Nº de Interrupciones	% de Interrupción														
Distribución	41	51														
Transmisión	22	28														
Generación	17	21														

Del
21.08.2024
al
27.08.2024

T

Adjudicación
Grupo 2
Proinversión

- **PROYECTOS:**
- L.T. 500 kV Chilca CTM – Carabayllo (Tercer circuito).
 - Nueva S.E. Bicentenario 500/220 kV.
 - Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría–Santa Rosa-Carapongo.
 - Nueva S.E. Muyurina 220 kV, Nueva S.E. Ayacucho, L.T. 220 kV Muyurina-Ayacucho.
 - Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica.

▪ **UBICACIÓN, PLAZO POC y CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS:**

Datos/ Proyecto	LT Chilca- Carabayllo	S.E. Bicentenario 500/220 kV	Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo	S.E. Muyurina y S.E. Ayacucho 220 kV y L.T. 220 kV Muyurina- Ayacucho	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica
Ubicación	Lima, Cañete y Huarochirí	Provincia de Pisco, distrito de Independencia.	Cercado de Lima y Lurigancho-Chosica	Provincia de Huamanga de la Región Ayacucho	Ica
Plazo POC	50 meses	50 meses	50 meses	50 meses	50 meses
Inversión	58 MM USD	138 MM USD	75 MM USD	109 MM USD	30 MM USD

▪ **ADJUDICACIÓN**

Las empresas participantes fueron Alupar Perú S.A.C., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y Atlántica Perú S.A. Sin embargo, solo Alupar Perú S.A.C. presentó una oferta económica, siendo adjudicada como la empresa ganadora con el siguiente resultado:

Postor: ALUPAR PERÚ S.A.C.		Valor Ofertado (US\$)	Valor Máximo (US\$)	Valor Ofertado/ Valor Máximo
A) L.T. 500 kV Chilca CTM-Carabayllo (Tercer Circuito)				
1) Costo de Inversión (CI)		52,578,487.46	58,440,938.00	90%
2) Costo de OyM anual (COyM)		1,453,516.45	1,565,078.00	93%
B) Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV				
1) Costo de Inversión (CI)		125,379,470.10	138,244,157.00	91%
2) Costo de OyM anual (COyM)		2,519,428.52	2,732,508.00	92%
C) Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría-Santa Rosa-Carapongo				
1) Costo de Inversión (CI)		68,756,483.60	75,110,144.00	92%
2) Costo de OyM anual (COyM)		1,938,021.94	2,128,703.00	91%
D) Nueva Subestación Muyurina, Nueva Subestación Ayacucho, L.T. 220 kV Muyurina-Ayacucho				
1) Costo de Inversión (CI)		101,112,475.89	109,364,512.00	92%
2) Costo de OyM anual (COyM)		2,131,824.13	2,387,782.00	89%
E) Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)				
1) Costo de Inversión (CI)		56,622,986.50	59,550,839.00	95%
2) Costo de OyM anual (COyM)		1,647,318.65	1,744,799.00	94%
TOTAL (A+B+C+D+E)		US\$		
1) Costo de Inversión (CI)		404,449,903.55		
2) Costo de OyM anual (COyM)		9,690,109.69		
Anualidad del Costo de Inversión (aCI)		50,209,890.32		
COSTO DEL SERVICIO ANUAL (COyM +aCI)		59,900,000.01		

	SEIN G/T	Próximos Proyectos a Ingresar en Servicio	PROYECTOS PRÓXIMOS A INGRESAR EN OPERACIÓN COMERCIAL							
			Proyecto	Concesionaria	Tipo de Central	Potencia (MW)	Inversión (US\$ millones)	Avance global	Puesta En Operación Comercial	Tipo
			C.T. Nazca	ELECTRO DUNAS	CT	9.9	8.65	86%	26.11.2024	C
			P.E. San Juan	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	CE	135.7	164.1	99.9%	31.12.2024	N.C
			C.S.F. Matarani	GR CORTARRAMA S.A.C	CSF	80	71.9	99.8%	31.12.2024	N.C
			C.H. Tupuri	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABAN S.A.	CH	2.2	10.2	91.1%	29.12.2024	C
			C.H. San Gabán III	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	CH	209.3	500.5	85.9%	28.07.2025	C
			C.S.F. San Martín	JOYA SOLAR S.A.C.	CSF	252.4	180.6	34.2%	31.12.2025	N.C
			C.S.F. Solimana	ECORER S.A.C.	CSF	250	149.5	3.1%	31.12.2025	N.C
			C.S.F. Illa	ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A.	CSF	385	335	17%	31.12.2025	N.C
			C.S.F. Sunny	KALLPA GENERACIÓN S.A.	CSF	204	149.6	14%	30.06.2025	N.C
			C.S.F. Hanaqpampa	ENGIE ENERGIA PERU	CSF	300	271.9	0%	30.12.2026	N.C

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: 29.08.2024