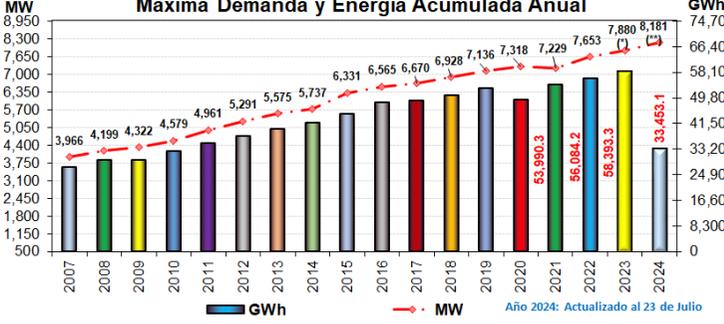
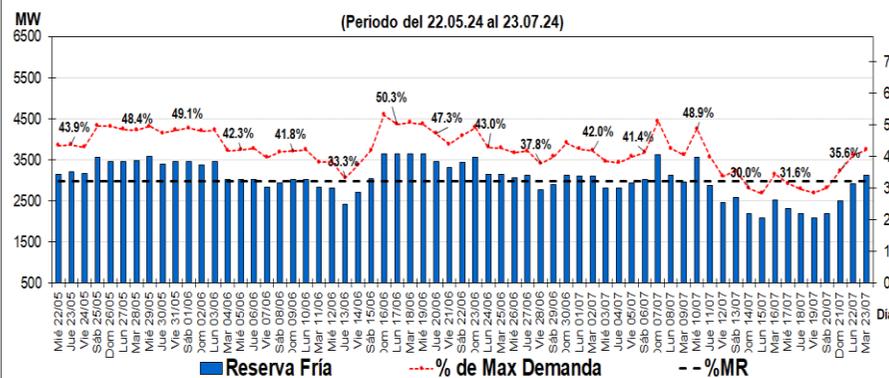
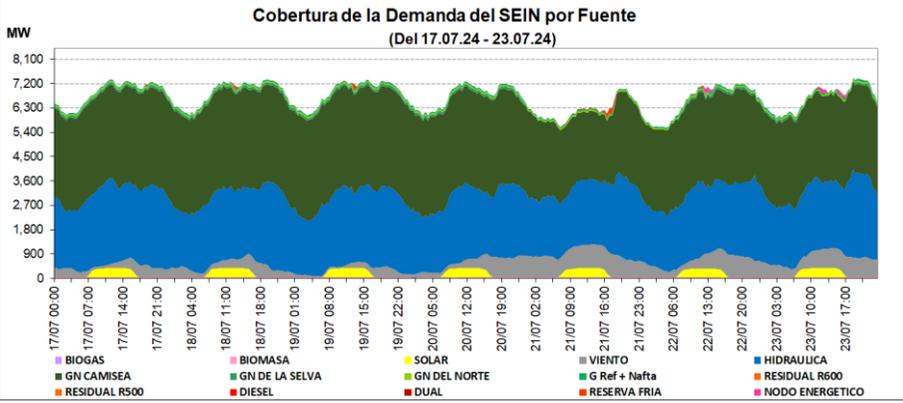
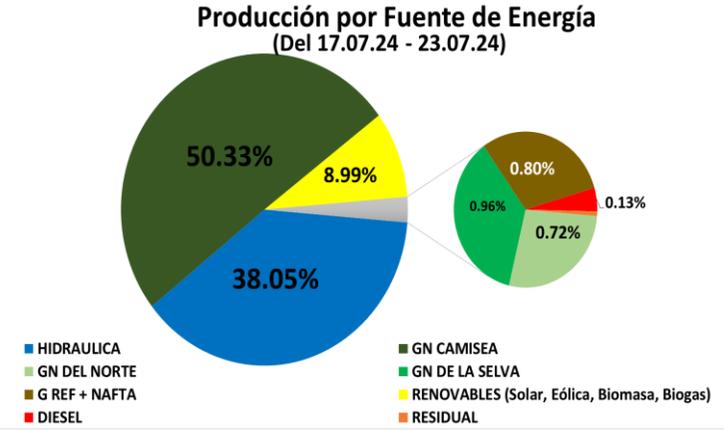
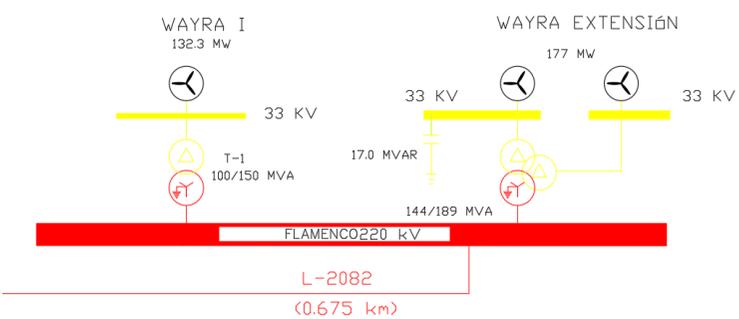
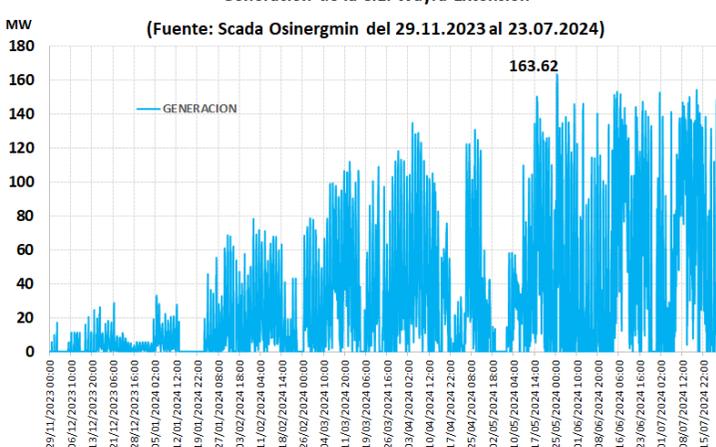
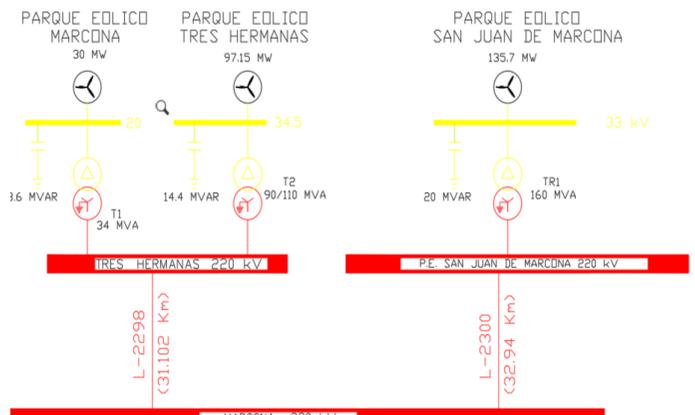
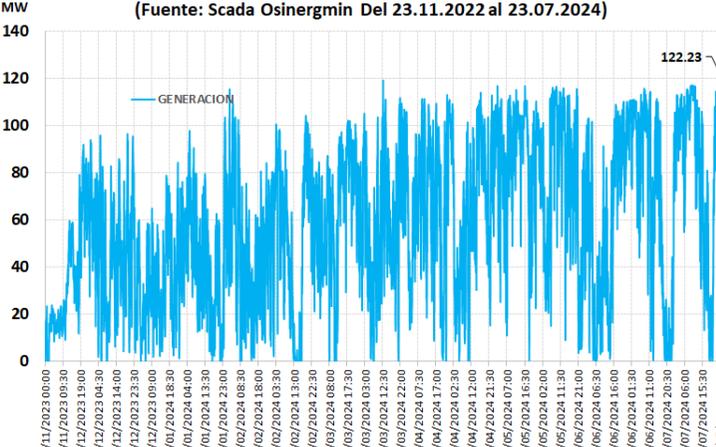


Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°957 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 17 al 23 de julio de 2024

División de Supervisión de Electricidad

| Fecha y Actividad | Tema de importancia | Descripción del evento / consecuencias | Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|---|--|---|---------------------|-------------------|--------------|-------|----------|--------|-------|--------|----------|--------|-------|-----|----------|----------|--------|--------------|----------------|----------------|--------------|--|
| 23.07.2024 | G Máxima Demanda del SEIN OSINERGHMIN | <p>A las 18:30 h del 23.07.2024 se registró la máxima demanda puntual del periodo reportado, siendo ésta 7,413.7 MW. No ha superado los 8,181.48 MW registrado el día 23.02.2024 como máxima demanda instantánea a nivel de generación.</p> <table border="1" data-bbox="584 292 1339 504"> <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>1,066.55</td> <td>698.21</td> <td>65.5%</td> </tr> <tr> <td>Centro</td> <td>4,504.36</td> <td>529.31</td> <td>11.8%</td> </tr> <tr> <td>Sur</td> <td>1,842.80</td> <td>1,903.88</td> <td>103.3%</td> </tr> <tr> <td>Total</td> <td>7,413.7</td> <td>3,131.4</td> <td>42.2%</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 | 1,066.55 | 698.21 | 65.5% | Centro | 4,504.36 | 529.31 | 11.8% | Sur | 1,842.80 | 1,903.88 | 103.3% | Total | 7,413.7 | 3,131.4 | 42.2% | <p>Máxima Demanda y Energía Acumulada Anual</p>  <p>(*) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.03.2023 a las 11:30 horas. (**) Máxima demanda puntual a nivel de generación registrada el día 23.02.2024 a las 12:30 horas.</p> |
| Zona | Máxima Demanda (MW) | Reserva Fría (MW) | Porcentaje % | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Norte | 1,066.55 | 698.21 | 65.5% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Centro | 4,504.36 | 529.31 | 11.8% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sur | 1,842.80 | 1,903.88 | 103.3% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total | 7,413.7 | 3,131.4 | 42.2% | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Del 17.07.2024 al 23.07.2024 | G Evolución de la Reserva Fría en el SEIN OSINERGHMIN | <p>Reserva Fría del SEIN en Máxima Demanda (Periodo del 22.05.24 al 23.07.24)</p>  | <p>Durante el periodo reportado, se registraron los siguientes mantenimientos y/o indisponibilidades relevantes.</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ C.T. Ilo 4 (Central: 618.6 MW): Del 17 al 22 de julio, las unidades quedaron indisponibles por mantenimiento preventivo anual y boroscopia de turbinas. ➤ C.T. Ventanilla (TG4: 150.9 MW): Del 17 al 23 de julio, se llevó a cabo un mantenimiento correctivo debido a un alto riesgo en los alabes móviles de primera fila de la turbina y reemplazo de Locking Plates de R1B de la turbina TG4. ➤ C.T. Reserva Fría de generación Eten (GT1: 217.12 MW): Del 17 al 19 de julio se llevó a cabo un mantenimiento correctivo por falla de la unidad GT-1. <p>De acuerdo con lo establecido en la Resolución Ministerial N° 130-2021-MINEM/DM, se fijó en 32.3% como Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional para el periodo mayo de 2024 hasta abril de 2025.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Del 17.07.2024 al 23.07.2024 | SEIN Cobertura de la Demanda OSINERGHMIN | <p>Durante el periodo reportado, en base a datos puntuales, la cobertura de la demanda hasta el día 23.07.2024 se dio de la siguiente manera.</p> <p>Cobertura de la Demanda del SEIN por Fuente (Del 17.07.24 - 23.07.24)</p>  | <p>La energía producida (GWh) por tipo de fuente en el periodo reportado se distribuyó de la siguiente manera.</p> <p>Producción por Fuente de Energía (Del 17.07.24 - 23.07.24)</p>  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| Fecha y Actividad | Tema de importancia | Descripción del evento / consecuencias | Medidas adoptadas por Osinerghmin u otros |
|-------------------------------------|---|---|---|
| <p>Del 17.07.2024 al 23.07.2024</p> | <p>CE</p> <p>Generación C.E Wayra Extensión</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENEL GREEN POWER PERU S.A.</p> | <p>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 163.62 MW aproximadamente.</p> <p>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.</p>  | <p>Generación de la C.E. Wayra Extensión (Fuente: Scada Osinerghmin del 29.11.2023 al 23.07.2024)</p>  |
| <p>Del 17.07.2024 al 23.07.2024</p> | <p>CE</p> <p>Puesta en operación comercial C.E. San Juan de Marcona</p> <p>(Departamento: Ica, Provincia: Nazca, Distrito: Marcona)</p> <p>ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.</p> | <p>El 19.11.2023, a las 11:20 h, se dio la primera energización de la línea L-2300 (Marcona – San Juan) de 220kV; asimismo, por primera vez se energizó en vacío el transformador TF1 de 220/33 kV en la SE. San Juan de Marcona.</p> <p>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).</p> <p>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.</p> <p>Se encuentra pendiente la POC del aerogenerador 23 de 5.9 MW. A la fecha, la Central ha registrado como máxima generación 122.23 MW.</p> <p>En la siguiente imagen se muestra la barra donde se conecta la referida central.</p>  | <p>Generación de la C.E. SAN JUAN DE MARCONA (Fuente: Scada Osinerghmin Del 23.11.2022 al 23.07.2024)</p>  |

Fecha y Actividad

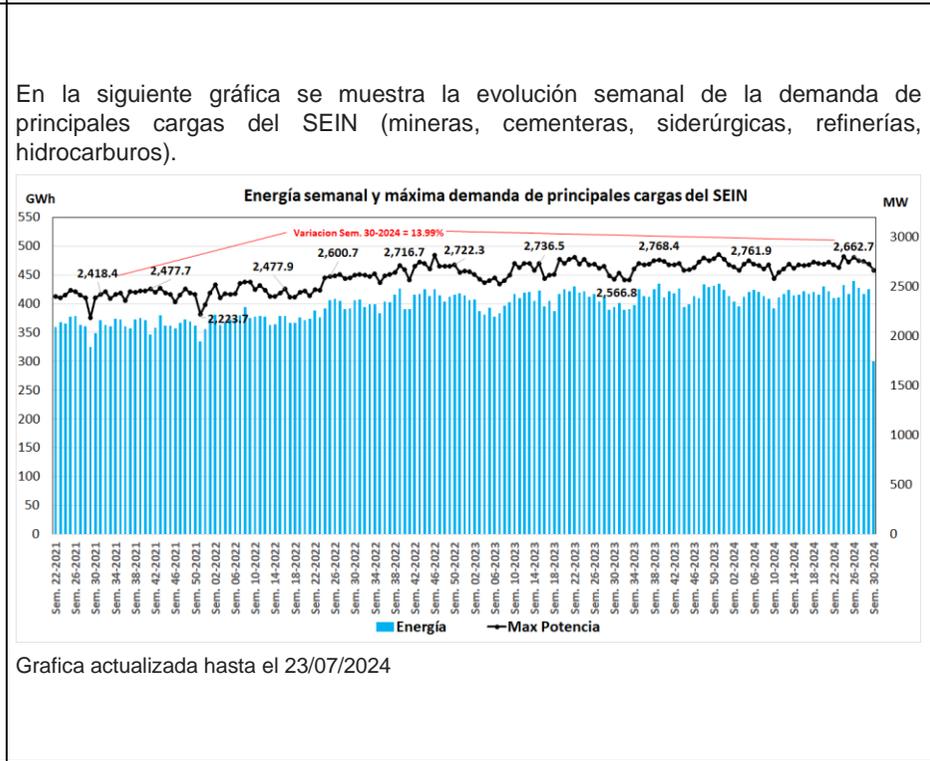
Tema de importancia

Descripción del evento / consecuencias

Medidas adoptadas por Osinergmin u otros

Del 17.07.2024 al 23.07.2024

CL
Demanda de principales cargas mineras del SEIN



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 155.91 MW. El proyecto minero tiene una carga nominal de 168 MW.

| MAYORES CARGAS DE CUENTES LIBRES DEL SEIN | ZONAS | EMPRESA | Potencia Maxima (MW) | Potencia Minima (MW) | Potencia Promedio (MW) |
|---|----------------------|-----------------|----------------------|----------------------|------------------------|
| | ZONA NORTE | Cajamarca Norte | | 57.86 | 27.98 |
| Rf Talara Pariñas | | | 52.49 | 40.45 | 40.27 |
| Cementos Pacasmayo | | | 29.22 | 14.04 | 23.89 |
| Barrick - Chicama | | | 20.51 | 0.00 | 18.21 |
| Cementos Piura | | | 18.09 | 4.79 | 12.92 |
| ZONA CENTRO | Cajamarquilla | | 198.68 | 50.36 | 172.86 |
| | Toromocho | | 161.60 | 109.71 | 152.61 |
| | Minera Antamina | | 142.27 | 113.20 | 127.71 |
| | Shougang | | 118.18 | 94.39 | 107.83 |
| | Aceros Arequipa | | 166.68 | 21.54 | 101.74 |
| ZONA SUR | Cerro Verde | | 469.93 | 396.18 | 425.26 |
| | Southern | | 303.15 | 232.72 | 275.83 |
| | Minera Las Bambas | | 158.66 | 9.28 | 121.10 |
| | Quellaveco | | 153.71 | 54.87 | 77.83 |
| | Tintaya + Antapaccay | | 135.01 | 116.94 | 128.25 |

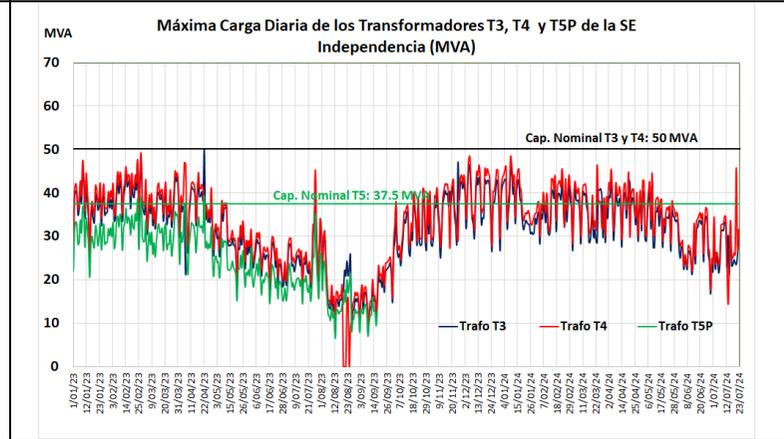
Del 17.07.2024 al 23.07.2024

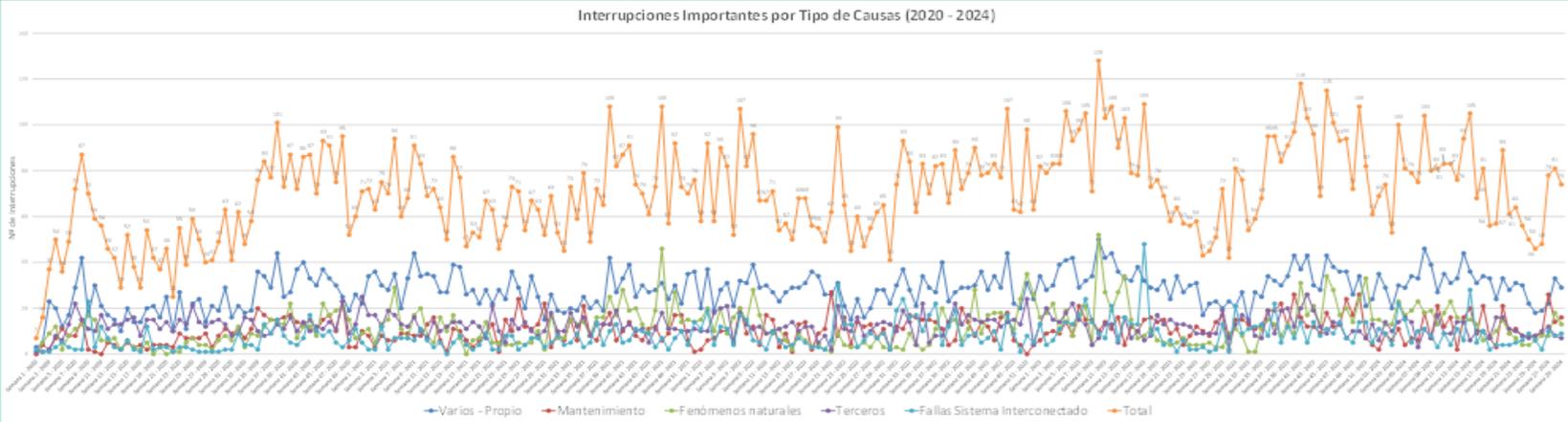
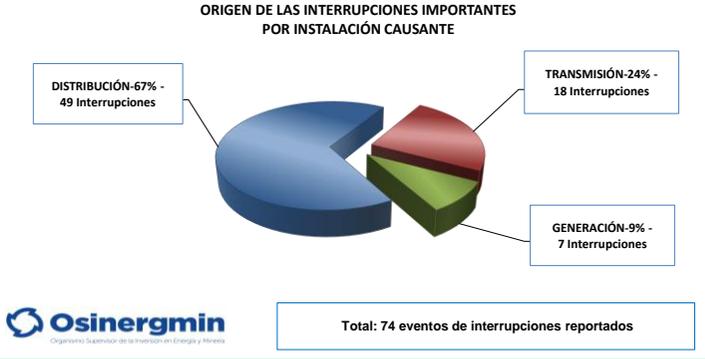
T
Cargabilidad de Transformadores de la SE Independencia
(Departamento Ica, Provincia. Pisco, Distrito: Independencia)
REP

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.



| Fecha y Actividad | Tema de importancia | Descripción del evento / consecuencias | Medidas adoptadas por Osinergmin u otros | | | | | | | | | | | | |
|---|--|---|---|----------------------|-------------------|--------------|----|----|-------------|----|----|------------|---|---|--|
| | |  | | | | | | | | | | | | | |
| <p>Del 17.07.2024 al 23.07.2024</p> | <p>SEIN</p> <p>Interrupciones importantes reportadas (Instalación Causante)</p> <p>OSINERGMIN</p> | <p>Las interrupciones importantes (*) reportadas al Osinergmin por instalación causante se muestran en el cuadro siguiente.</p> <table border="1" data-bbox="616 673 1310 880"> <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>49</td> <td>67</td> </tr> <tr> <td>Transmisión</td> <td>18</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>Generación</td> <td>7</td> <td>9</td> </tr> </tbody> </table> <p>(La descripción de los índices se encuentran en la parte inferior del gráfico adjunto). (*) Se consideran como importantes cuando ocasionan interrupciones a usuarios regulados por un tiempo mayor o igual a cuatro horas, o cuando se interrumpe más de 10 000 usuarios.</p> | Origen de las Interrupciones por instalación causante | N° de Interrupciones | % de Interrupción | Distribución | 49 | 67 | Transmisión | 18 | 24 | Generación | 7 | 9 |  <p>OSINERGMIN Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</p> <p>Total: 74 eventos de interrupciones reportados</p> <p>(1) Distribución: Causas internas (63.3%, 31 veces, 7d 1h 9' de duración), Fenómenos naturales (24.5%, 12 veces, 2d 15h 1' de duración), Terceros (12.2%, 6 veces, 1d 5h 47' de duración). (2) Transmisión: Causas internas (55.6%, 10 veces, 2d 2h 17' de duración), Fenómenos naturales (5.6%, 1 vez, 52' de duración), Terceros (5.6%, 1 vez, 13' de duración), Otros suministradores (33.3%, 6 veces, 2d 4h de duración). (3) Generación: Causas internas (14.3%, 1 vez, 4h 43' de duración), Otros suministradores (85.7%, 6 veces, 57' de duración).</p> |
| Origen de las Interrupciones por instalación causante | N° de Interrupciones | % de Interrupción | | | | | | | | | | | | | |
| Distribución | 49 | 67 | | | | | | | | | | | | | |
| Transmisión | 18 | 24 | | | | | | | | | | | | | |
| Generación | 7 | 9 | | | | | | | | | | | | | |

Del
17.07.2024
al
23.07.2024

G

Supervisión del Contrato:

P.E. San Juan
(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Ica, provincia de Nasca, distrito de Marcona)

Empresa:

Energía
Renovable del Sur
S.A.

- La central tiene una potencia instalada de 135,7 MW, que se obtiene mediante la instalación de 23 aerogeneradores de 5,9 MW. La conexión al Sistema Interconectado Nacional se realiza a través de la barra de 220 kV de la S.E. Marcona.
- El 16.04.2021, mediante R.M. N° 102-2021-MINEM/DM, el MINEM otorgó a favor de Energía Renovable del Sur S.A., la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto C.E. San Juan con una potencia instalada de 131,1 MW, autorizando la suscripción del Contrato de Concesión N° 563-2021.
- El 03.08.2021, ACCIONA ENERGÍA GLOBAL S.L., adquirió el 100% de las acciones emitidas por Energía Renovable del Sur S.A. y, por tanto, se convirtió en el nuevo titular indirecto del Proyecto.
- El 14.10.2023, mediante R.M. N° 395-2023-MINEM/DM, el MINEM aprobó la modificación de potencia del Parque Eólico San Juan de 131,1 MW a 135,7 MW.
- El 31.10.2023, mediante Carta N° COES/D/DP-1140-2023, el COES aprobó el Estudio de Operatividad del proyecto.
- El 03.11.2023 con Carta N° COES/D-1001-2023, el COES comunicó a la Concesionaria que ha sido formalmente inscrita como Integrante del COES a partir del 03.11.2023.
- El 03.11.2023, mediante Carta N° COES/D/DP-1143-2023, el COES autorizó la Conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio del proyecto.
- El 21.12.2023, con Carta N° COES/D/DP-1264-2023, el COES autorizó la conexión para proseguir con las Pruebas.
- Se encuentran concluidos los caminos internos y externos de acceso. También culminaron la excavación de zanjas y tendido de cables de MT hasta S.E. Ersur.
- El 22.11.2023 a las 9:47 a.m. se realizó la primera sincronización del P.E. San Juan.
- **El 25.03.2024, con Carta N° COES/D/DP-265-2024, el COES aprobó la integración de 22 aerogeneradores del P.E. San Juan, a partir de las 00:00 horas del 26.03.2024.**
- **El 16.04.2024, con Carta N° COES/D/DP-316-2024, el COES aprobó la Operación Comercial del P.E. San Juan a partir de las 00:00 horas del 18.04.2024, con una Potencia Nominal de 129,8 MW y con 22 Aerogeneradores. Se culminó la reparación y el montaje de la pala del Aerogenerador WTG20 (5,9 MW), quedando pendiente su Integración y Puesta en Operación Comercial, dicho aerogenerador aun continua en la etapa de pruebas.**
- Según el "Informe Diario de Coordinación de la Operación del Sistema" del 24.07.2024, el Parque Eólico generó un máximo de 113,5 MW.
- La L.T. 220 kV Ersur-Ampliación S.E. Marcona, asociada al P.E. Eólico San Juan está operando y permite que la central pueda inyectar su producción al SEIN.
- **El avance global del proyecto es de 99,9 %.**
- La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta 31.12.2024.
- La POC está prevista para el 31.12.2024.
- El monto de inversión será de aproximadamente US\$ 164,07 millones, según lo informado por la Concesionaria.



Vista de los aerogeneradores de 5,9 MW, marca Nordex montados



Vista de la S.E. Ersur

Del
17.07.2024
al
23.07.2024

T

**Supervisión del Contrato:
Enlace 500 kV La Niña-Piura**

(El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Piura, provincias de Piura y Sechura, distritos de Piura y Sechura)

**Concesionaria:
Concesionaria Línea de Transmisión la Niña S.A.C.**

- Con R.M. N° 059-2021-MINEM/DM el MINEM aprobó la suspensión del plazo del Cronograma de Hitos del proyecto por 87 días calendario. **Además, con R.M. N° 258-2024-MINEM-DM del 22.06.2024, de suspendió el cronograma por 36 días hábiles adicionales. Por lo anterior la POC del proyecto se desplaza al 29.07.2024.**
- El 26.05.2022, mediante Carta N° COES/D/DP-782-2022, el COES aprobó el EPO.
- El 06.10.2022, con Oficio N° 1363-2022-OS-DSE, Osinergmin aprobó la Ingeniería Definitiva.
- Mediante R.D. N° 0215-2022-MINEM/DGAAE del 28.12.2022, se aprobó el Estudio de Impacto Ambiental.
- La Fase Constructiva se inició el 16.01.2023.
- Se solicitó a la Concesionaria la Ingeniería de Detalle de cómo están construyendo la S.E. Miguel Grau, particularmente respecto a la previsión de espacios disponible para futuras instalaciones 220 kV y 60 kV. En la exposición de la Ingeniería de Detalle de la S.E. Miguel Grau 500/220/60 kV han proyectado la disponibilidad de los espacios disponibles para los futuros patios de 500 kV, 220 kV y 60 kV, conforme al Diagrama Unifilar del Contrato de Concesión y posiblemente acorde a la información recogida del anteproyecto.
- **En la S.E. Miguel Grau, se culminaron los taludes perimetrales de concreto armado y las fundaciones y muros cortafuego del banco de transformadores 500/33 kV, así como la colocación en sitio de obra del Banco de Autotransformadores 500/220/33 kV que llegó el 25.05.2024, el montaje de pórticos, soportes y equipos de patio y barras de 220 kV, y la conexión de T-158 a pórtico de 500 kV, además de T-1 de LT03 y T-29 de LT02 a pórtico de 220 kV. El cerco perimétrico está parcialmente culminado, faltando la puerta de acceso principal y algunas columnas de concreto armado. Está en proceso de culminación el edificio del SVC y ha iniciado el montaje del banco de reactores monofásicos de línea 500 kV.**
- En la Ampliación de la S.E. La Niña, se culminó con el montaje de pórticos, soportes, reactor de línea y equipos de patio de 500 kV, además de la extensión de Barras A y B de 500 kV de REP hacia la ampliación de la subestación durante un corte de energía; están en proceso de culminación las casetas de campo, y queda pendiente el montaje, pruebas y puesta en servicio de 1/3 diámetro de 500 kV con otro corte de energía de Barras A y B de 500 kV.
- En la L.T. 500 kV La Niña-Miguel Grau, se completó el montaje y nivelación de las 158 torres de la línea y el tendido de 80 km de conductor desde la T-001 hasta la T-158. Con corte de energía de la L.T. 220 kV La Niña-Piura Oeste (L-2162) se concluyó el cambio de conductores, herrajes y aisladores desde la T543 a T572. Se tiene programado corte de energía en noviembre de la L.T. 220 kV La Niña-Piura Oeste (L-2241) para el cambio de conductor de la T543 a T572.
- El Hito 3 se ha cumplido el 27.06.2024 con la llegada a sitio de obra del Banco de Transformadores Monofásicos (4) de 500/33 kV - S.E. Miguel Grau.
- La Garantía de Fiel Cumplimiento para la ejecución de la obra está vigente hasta el 28.02.2025.
- El avance global del proyecto es de 90,3 %.
- La POC está prevista para el 29.07.2024.



Conexión de Equipos de patio Ampliación S.E. La Niña



Tratamiento de aceite en reactores de línea Patio 500 kV – S.E. Miguel Grau



Banco de Transformadores Monofásicos (4) de 500/33 kV S.E. Miguel Grau

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 | 51.3% | 18.08.2024 | 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 | 98,5% | 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 | 81.1% | 28.07.2025 | C |
| C.S.F. San Martín | JOYA SOLAR S.A.C. | CSF | 252.4 | 180.6 | 8% | 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 | 5.7% | 31.12.2025 | N.C |
| C.S.F. Sunny | KALLPA GENERACIÓN S.A. | CSF | 204 | 149.6 | 9% | 30.06.2025 | N.C |
| C.S.F. Hanaqpampa | ENGIE ENERGIA PERU | CSF | 300 | 271.9 | 0% | 30.12.2026 | N.C |

**SEIN
G/T**

Próximos
Proyectos a
Ingresar en
Servicio

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: Projectado
Fecha: 25.07.2024