

Osinergmin

TRABAJANDO POR UNA ENERGÍA Y MINERÍA SEGURAS Y SOSTENIBLES

PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

PRIMER TRIMESTRE

2025

Osinergmin

INTRODUCCIÓN

El presente boletín muestra los principales indicadores de la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), basado en la información registrada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), correspondiente al primer trimestre del 2025.

Si no se indican unidades en las gráficas, los valores de potencia se indican en MW y los valores de energía en GWh, de igual forma los caudales en m³/s y volúmenes en millones de m³.

La estadística del cumplimiento de mantenimiento se realizó en el marco del “Procedimiento para la Supervisión del cumplimiento de los Programas de Mantenimiento aprobados por el COES SINAC” N° 221-2011-OS/CD, que corresponde al mantenimiento mayor en generación.

Los costos marginales han sido evaluados en soles por megavatio hora (S//MWh), a partir de los registros del sistema SCADA cada 15 minutos. Estos valores están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV.

Por su parte, los costos operativos reflejan el costo de operación ejecutada del SEIN durante el primer trimestre del 2025 en millones de soles.

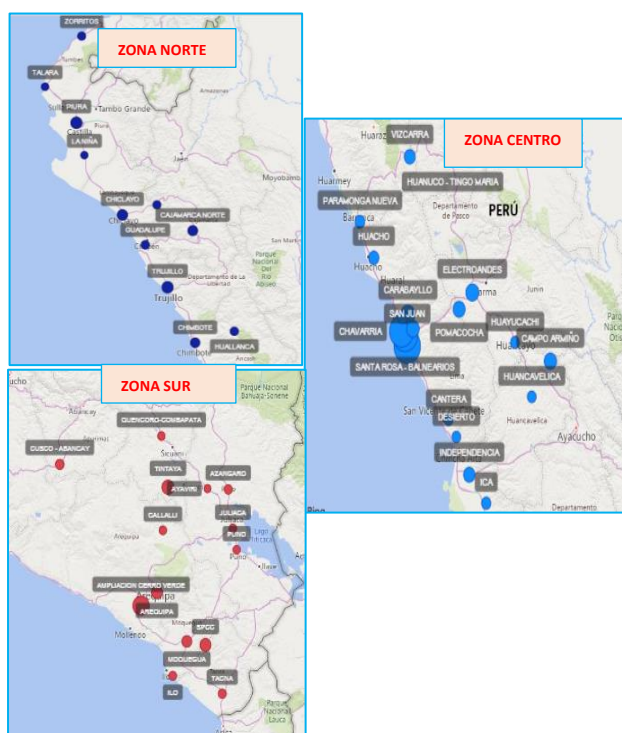
2 DEMANDA

La demanda en las barras de transferencia no equivale a la demanda de todo el SEIN, ya que se considera solo las barras principales y el consumo en estas barras representa alrededor del 90% de todo el SEIN. En ese sentido, se puede considerar esta demanda como representativa para todo el SEIN.

2.1 BARRAS DE TRASFERENCIA DEL SEIN

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) muestra 11 barras de transferencia en la zona norte, 21 barras de transferencia en la zona centro y 14 barras de transferencia en la zona sur del país. Según la disposición del gráfico siguiente:

Gráfico 1. Mapa de zonas operativas



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

2.2 DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA

El consumo de energía de algunas de las barras de transferencia en el primer trimestre del 2025 aumento respecto al primer trimestre del 2024 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Tintaya y Azangaro registraron las mayores variaciones con 11.94% y 6.96% respectivamente, en la zona centro las barras Cajamarquilla Huancavelica y Huanuco-Tingo Maria registraron las mayores variaciones con 20.56%, 15.93% y 14.69%, finalmente en la zona norte las barras Chiclayo y Huallanca Norte registraron las mayores variaciones con 17.46% y 14.66%.

La barra Cajamarquilla de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 62.25 GWh, en la zona sur la barra Tintaya en un 49.14 GWh y en la zona norte la barra Trujillo aumentó en 47.07 GWh.

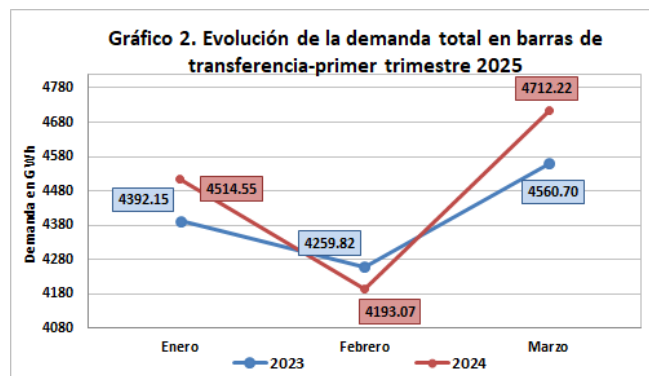
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-primer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2024	DEMANDA (GWh) 2025	VARIACIÓN
ZONA NORTE	1943.27	1963.72	1.05%
TRUJILLO	376.97	424.04	12.49%
PIURA	342.51	351.35	2.58%
CAJAMARCA NORTE	194.56	219.45	12.79%
CHIMBOTE	221.42	221.53	0.05%
CHICLAYO	259.34	304.63	17.46%
GUADALUPE	122.80	139.38	13.50%
HUALLANCA	110.73	126.96	14.66%
ZORRITOS	80.52	80.75	0.28%
CARHUAQUERO	48.67	47.04	-3.35%
TALARA	150.13	21.63	-85.59%
LA NIÑA	35.61	26.98	-24.24%
ZONA CENTRO	8373.28	9444.63	0.85%
SAN JUAN	1488.43	1451.23	-2.50%
CHAVARRIA	1300.45	1269.25	-2.40%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1424.17	1444.29	1.41%
ELECTROANDES	422.77	475.75	12.53%
INDEPENDENCIA	368.64	393.23	6.67%
CAJAMARQUILLA	302.80	365.05	20.56%
VIZCARRA	267.78	267.33	-0.17%
ZAPALLAL	208.59	200.68	-3.80%
HUANUCO - TINGO MARIA	115.60	132.58	14.69%
PARAMONGA NUEVA	119.36	104.86	-12.14%
POMACUCHA	396.64	368.98	-6.97%
MARCONA	385.58	317.41	-17.68%
PUCALLPA - AGUAYTIA	105.35	105.40	0.05%
CAMPO ARMIÑO	353.55	357.89	1.23%
HUAYUCACHI	78.72	89.55	13.76%
DESERTO	71.38	69.71	-2.34%
ICA	118.86	123.60	3.99%
HUACHO	170.99	184.65	7.99%
HUANCAMELICA	73.84	85.60	15.93%
CANTERA	56.60	51.99	-8.14%
CARABAYLLO	543.19	585.60	7.81%
ZONA SUR	2896.13	3011.49	3.98%
SPCC	332.08	337.29	1.57%
AMPLIACION CERRO VERDE	888.58	923.00	3.87%
AREQUIPA	391.15	403.41	3.13%
TINTAYA	411.49	460.63	11.94%
CUSCO - ABANCAY	175.13	182.04	3.94%
CALLALI	49.24	43.46	-11.75%
TACNA	93.92	99.95	6.42%
JULIACA	53.89	57.17	6.08%
AZANGARO	133.05	142.31	6.96%
PUNO	26.46	28.20	6.59%
QUENCORO-COMBAPATA	39.31	40.59	3.26%
ILO	75.50	72.72	-3.68%
MOQUEGUA	221.12	215.32	-2.62%
AYAVIRI	5.20	5.40	3.78%
TOTAL	13212.68	13419.84	1.57%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

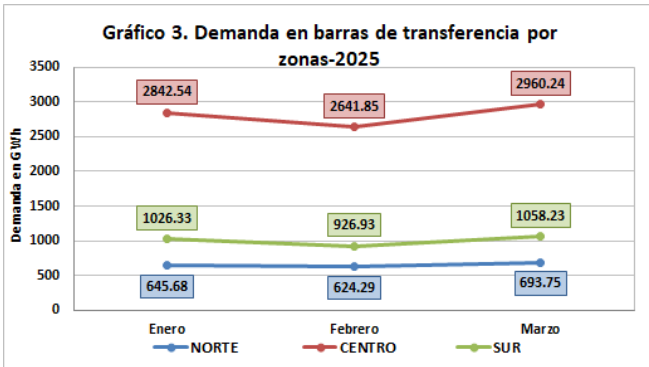
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del primer trimestre 2025 respecto del primer trimestre 2024. Se observa que, en los meses de enero, febrero y marzo el crecimiento de la demanda fue de +2.79%, -1.57% y +3.32% respectivamente. Siendo el mayor incremento en noviembre con +151.52 GWh más que en marzo 2024.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

Asimismo, el comportamiento de la demanda en las barras de transferencia por zona del primer trimestre:



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de enero hasta marzo del año 2025 respecto al 2024.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2024			DEMANDA (GWh)-2025		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Enero	626.29	2771.87	993.99	645.68	2842.54	1026.33
Febrero	633.01	2693.26	933.55	624.29	2641.85	926.93
Marzo	683.97	2908.15	968.59	693.75	2960.24	1058.23
Total	1943.27	8373.28	2896.13	1963.72	8444.63	3011.49

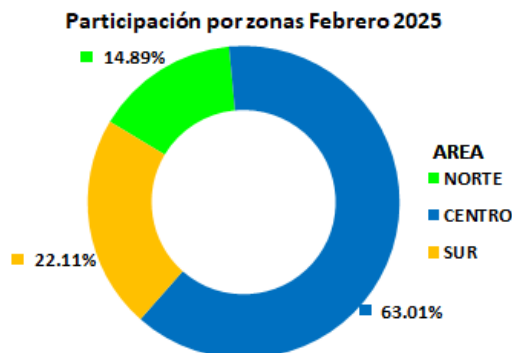
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el primer trimestre del año 2025 respecto al mismo periodo del año 2024 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de +0.85% (+71.35 GWh), en la zona sur de +3.98% (+115.37 GWh) y en la zona norte de +1.05% (+20.45 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al primer trimestre 2025, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de febrero. La participación de la zona centro con 63.01%, en la zona sur con 22.11% y en la zona norte con un 14.89%.

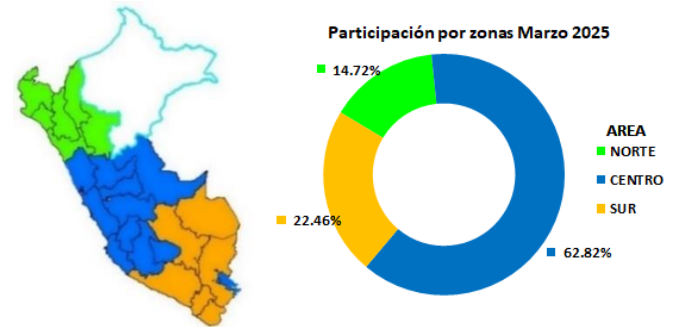
Gráfico 4. Participación por zonas Febrero 2025



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En marzo 2025, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62.82%, en la zona sur 22.46%, en la zona norte 14.72%.

Gráfico 5. Participación por zonas primer trimestre 2025



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

2.5 DEMANDA DE ENERGÍA POR REGIONES

La estimación de la demanda por regiones es un aproximado obtenido de la información de los registros de demanda de las barras de transferencia. Es preciso mencionar que en las regiones que son atendidas por una misma barra de transferencia, se hizo la repartición del consumo a cada región en proporción a su población. Por ejemplo, la barra Azángaro atiende en parte a las regiones Puno y Madre de Dios, respectivamente.

En la Tabla 3 se puede apreciar que las regiones con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2024 fueron Lambayeque, Huánuco, La Libertad y Cusco con 17.46%, 14.69%, 12.74% y 11.18% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Piura (-24.29 %), Ica (-11.31%), Moquegua (-0.53%) y Ancash (-0.17%).

Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-primer trimestre 2025

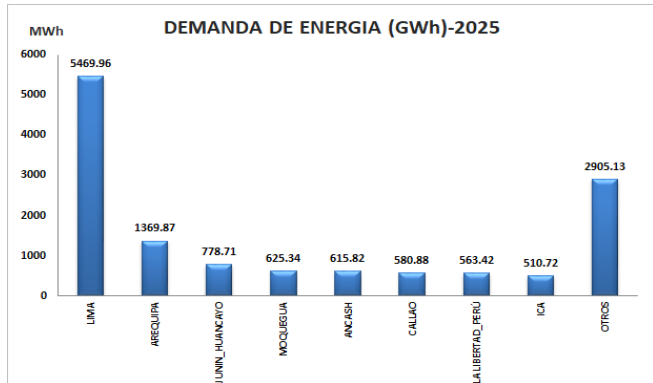
REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2024	DEMANDA (GWh)-2025	VARIACIÓN
CENTRO	8373.28	8444.63	0.85%
ANCASH	267.78	267.33	-0.17%
AYACUCHO	276.31	286.72	3.77%
HUANCAVELICA	151.08	156.78	3.77%
HUANUCO	115.60	132.58	14.69%
ICA	575.81	510.72	-11.31%
PASCO	149.54	155.56	4.02%
JUNIN_HUANCAYO	748.59	778.71	4.02%
CALLAO	574.39	580.88	1.13%
LIMA	5408.84	5469.96	1.13%
UCAYALI	105.35	105.40	0.05%
NORTE	1943.27	1963.72	1.05%
ANCASH	332.15	348.48	4.92%
SAN MARTIN	92.99	101.88	9.56%
CAJAMARCA	150.24	164.61	9.56%
LA LIBERTAD_PERÚ	499.77	563.42	12.74%
LAMBAYEQUE	259.34	304.63	17.46%
PIURA	528.25	399.96	-24.29%
TUMBES	80.52	80.75	0.28%
SUR	2896.13	3011.49	3.98%
APURIMAC	175.13	182.04	3.94%
AREQUIPA	1328.97	1369.87	3.08%
CUSCO	450.80	501.22	11.18%
MOQUEGUA	628.70	625.34	-0.53%
MADRE DE DIOS	26.93	28.72	6.62%
PUNO	191.67	204.36	6.62%
TACNA	93.92	99.95	6.42%
TOTAL	13212.68	13419.84	1.57%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de enero a marzo del 2025 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios

con 28.72 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5469.96 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1369.87 GWh, 778.71 GWh y 625.34 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-primer trimestre 2025

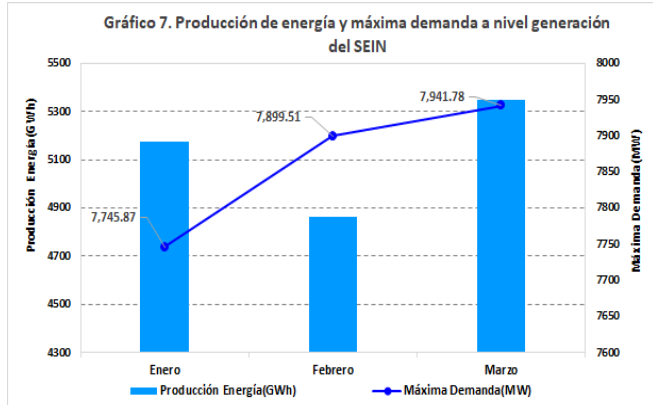


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el primer trimestre 2025 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en marzo con 7941.78 MW y mínima en enero con 7745.87 MW.

Gráfico 7. Producción de energía y máxima demanda a nivel generación del SEIN



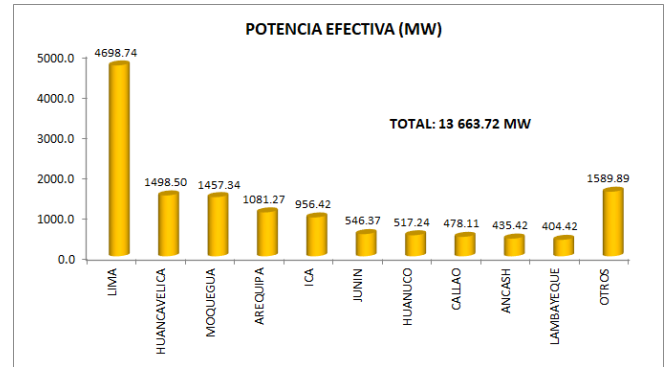
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del primer trimestre 2025 es de 13 663.72 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4698.74 MW que representa el 34.39%, Huancavelica con 1498.50 MW (10.97%) y Moquegua con 1457.34 MW (10.67%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – Marzo 2025

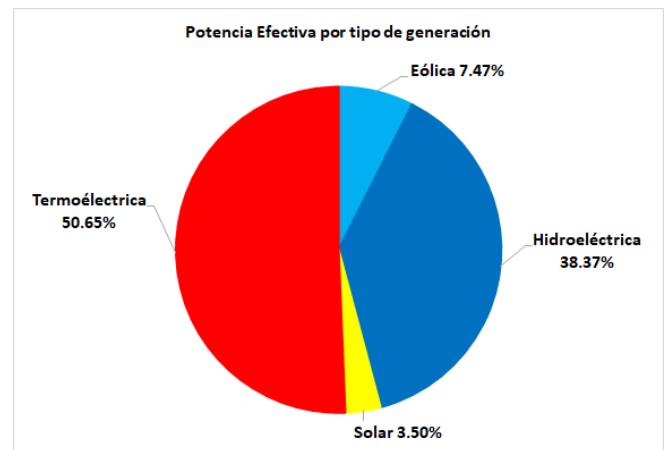


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del primer trimestre 2025 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6921.16 MW, hidroeléctrica 5243.44 MW, eólica 1021.3 MW y solar 477.82 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-Marzo 2025

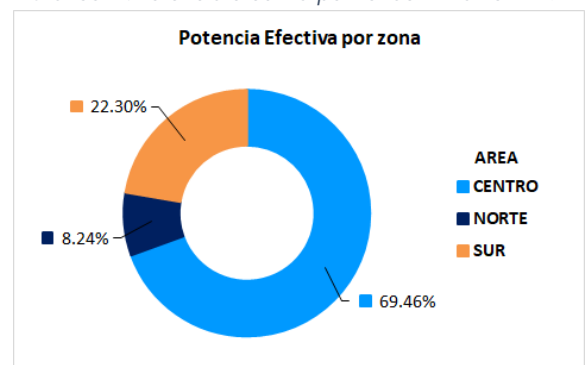


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.3 POTENCIA EFECTIVA POR ZONA

En el Gráfico 10 se aprecia que en la zona centro se concentra la mayor potencia efectiva, esto es porque en la zona centro se encuentran las centrales térmicas de Chilca, complejo Mantaro, entre otras. Las cuales son las centrales más representativas.

Gráfico 10. Potencia efectiva por zonas – marzo 2025



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL PRIMER TRIMESTRE DEL 2025

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el primer trimestre 2025, en las cuencas más representativas del SEIN.

4.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

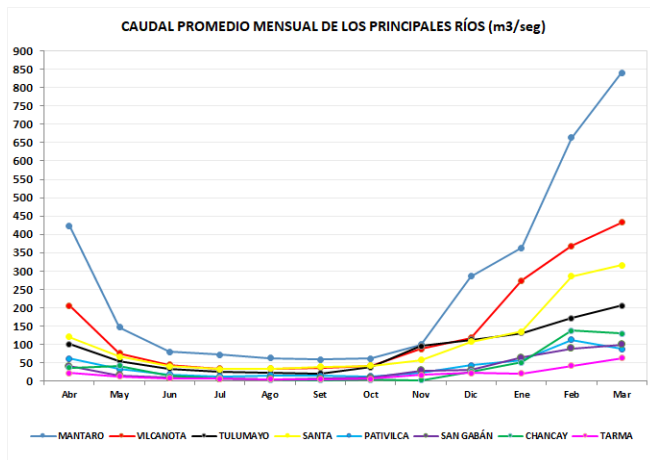
En la Tabla 4 se aprecia de las cuencas en comparación, los caudales promedio presentan un aumento respecto al año 2024. El primer trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Aricota y Santa Eulalia presentan una disminución en -22.51% y -8.56% respectivamente y en el caso de Chancay y San Gabán se aprecia un incremento de 215.91% y 103.98% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - primer trimestre 2025

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m ³ /s) - Marzo		VARIACIÓN %
	2024	2025	
MANTARO	710.45	840.35	18.28%
VILCANOTA	266.69	432.24	62.08%
TULUMAYO	191.56	206.47	7.78%
SANTA	168.22	316.04	87.87%
PATIVILCA	74.93	88.39	17.97%
SAN GABÁN	49.15	100.25	103.98%
CHANCAY	41.36	130.66	215.91%
TARMA	44.90	62.76	39.77%
CHARCANI V	23.68	22.55	-4.79%
RÍMAC	29.48	29.90	1.44%
SANTA EULALIA	17.20	15.73	-8.56%
ARICOTA	11.10	8.60	-22.51%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2025

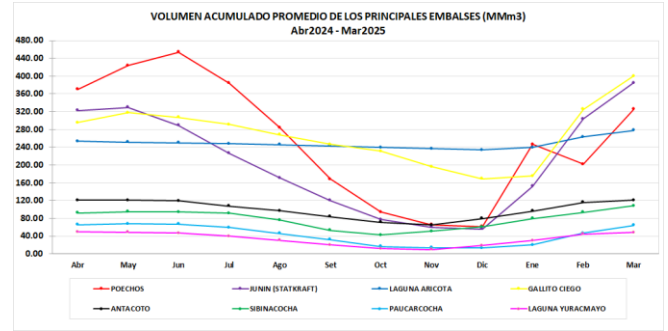


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo abril 2024 – marzo 2025, muestra el siguiente comportamiento.

Gráfico 12. Volumen acumulado de principales embalses



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la tabla siguiente se detalla el volumen embalsado acumulado durante el primer trimestre enero - marzo de los años 2024 y 2025, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Antacoto (-19.26 MMm³), y que en Poechos registró el mayor incremento de 92.80 MMm³ durante el primer trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al primer trimestre 2024-2025

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm ³) - Primer Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm ³
	2024	2025		
POECHOS	680.90	773.70	13.63%	92.80
JUNIN (STATKRAFT)	765.13	840.50	9.85%	75.37
LAGUNA ARICOTA	702.52	780.44	11.09%	77.93
GALLITO CIEGO	859.24	901.22	4.89%	41.98
ANTACOTO	352.27	333.01	-5.47%	-19.26
SIBINACOTCHA	212.05	281.37	32.69%	69.32
PAUCARCOCHA	124.33	130.99	5.36%	6.66
LAGUNA YURACMAYO	129.20	122.08	-5.51%	-7.12
EMBALSE MALPASO	63.95	64.80	1.32%	0.85
LAGO VICONGA	35.15	48.18	37.06%	13.03
EMBALSE MARCAPOMACOTCHA	38.35	33.29	-13.19%	-5.06
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	32.08	34.08	6.23%	2.00
RESERVOIRIO TABLACHACA	6.53	9.73	49.08%	3.20
EMBALSE CHAGLLA	26.39	24.83	-5.92%	-1.56
EMBALSE HUALLAMAYO	4.59	2.89	-37.08%	-1.70
COMPENSACION GALLITO CIEGO	1.83	1.52	-17.13%	-0.31
RESERVOIRIO TULUMAYO	1.14	1.056	-7.72%	-0.09
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1.10	1.25	13.66%	0.15
RESERVOIRIO SAN DIEGO	1.27	1.72	35.73%	0.45
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0.01	0.38	3244.69%	0.37
EMBALSE PALLCA	1.17	1.08	-7.36%	-0.09
RESERVOIRIO CHECRAS	0.64	0.98	53.54%	0.34
RESERVOIRIO CIRATO	1.28	1.33	3.83%	0.05
PRESA SHEQUE	1.07	1.20	12.00%	0.13
PRESA HUINCO	0.00	0.00	-	0.00
DIQUE CINCEL	0.03	0.15	353.13%	0.11
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	1.01	0.94	-6.89%	-0.07
PRESA SAN GABAN	0.40	0.44	9.93%	0.04
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0.14	0.14	0.00%	0.00
PRESA SHAPIRINGO	0.73	0.37	-49.24%	-0.36
DIQUE CAMPANARIO	0.06	0.03	-51.79%	-0.03

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

5 EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO MAYOR

5.1 OBJETIVO

Esta sección tiene por finalidad evaluar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento de las actividades de generación correspondientes al primer trimestre 2025.

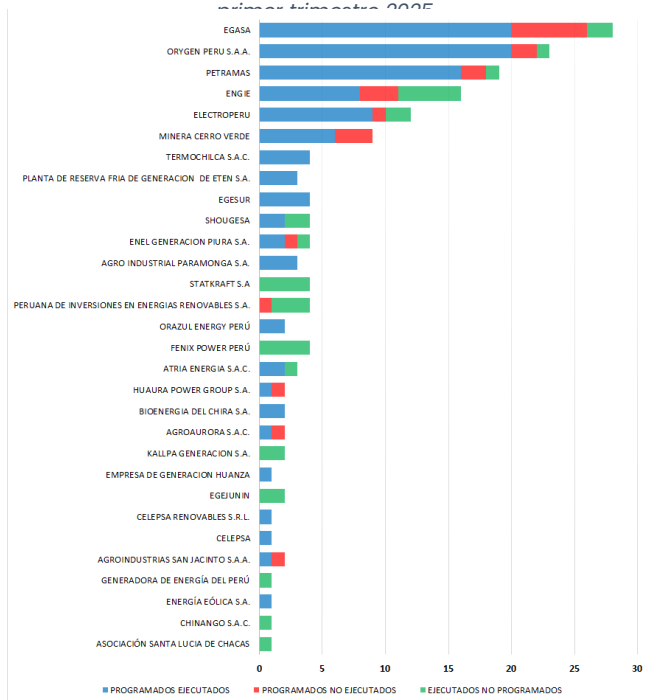
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

Tener en consideración que un mantenimiento mayor implica una actividad cuya ejecución requiere el retiro total de servicio de la unidad de generación durante un período superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el primer trimestre del 2025, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total, se revisaron 165 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 132 fueron actividades programadas y 33 fueron actividades ejecutadas no programadas. De las 132 actividades programadas, 110 fueron efectivamente ejecutadas, mientras que 22 no se llevaron a cabo. De las 143 actividades ejecutadas, 80 fueron completadas en un tiempo menor al estimado inicialmente.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa



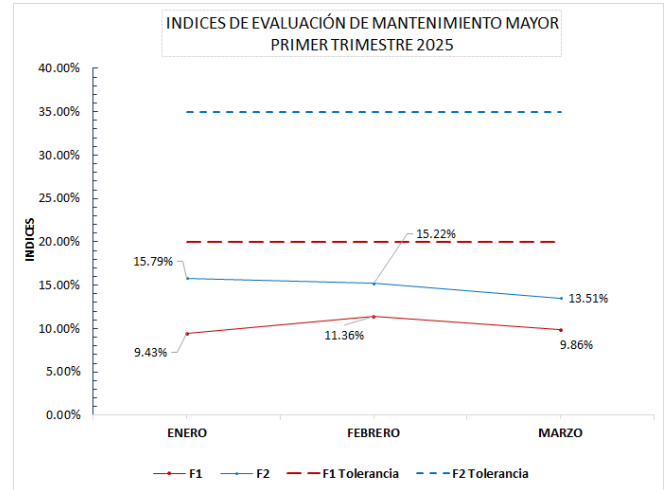
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

Para la evaluación del cumplimiento mayor en generación se emplean los índices de evaluación F1 (Para los mantenimientos programados no efectuados), F2 (Para los mantenimientos

efectuados no programados). Las tolerancias son F1 máximo 20%, F2 máximo 35%.

El Gráfico 14 muestra que en el primer trimestre 2025 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



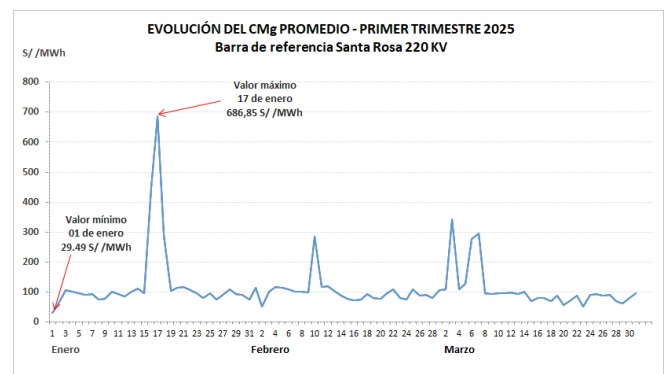
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del primer trimestre 2025 de los costos marginales y los costos operativos.

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el primer trimestre (enero a marzo) 2025, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 17 de enero con 686.85 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 01 de enero con 29.49 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 113.25 S/ / MWh.

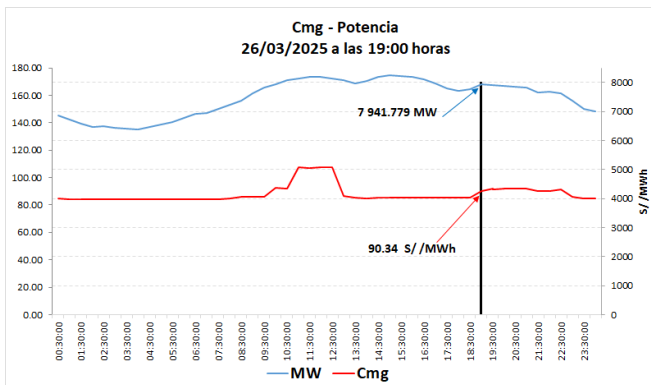


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL PRIMER TRIMESTRE 2025

La máxima demanda coincidente del SEIN en el primer trimestre fue el 26/03/2025 a las 19:00 h donde se alcanzó 7941.779 MW, el CMg en dicho punto fue de 90.34 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el primer trimestre 2025 los costos operativos ascendieron a 513.44 millones de soles, presentando una disminución de 32.22 millones de soles respecto del primer trimestre 2024. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados de enero a marzo del primer trimestre del 2025 son menores respecto al 2024. Cabe mencionar que a partir del 1 de julio del 2021 entró en vigencia la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", que modificó los costos variables de operación especialmente de las centrales térmicas a gas, tal como se aprecia en la tabla 6.

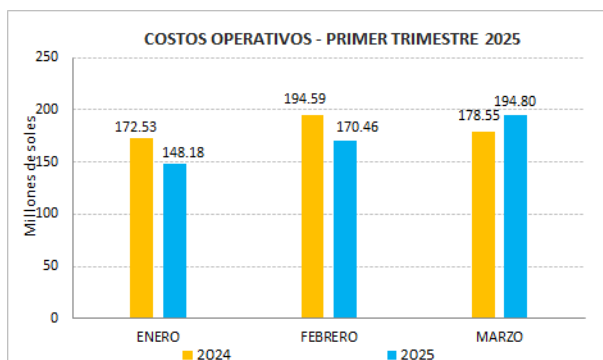
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./MWh) 30/03/2024	CV (S./MWh) 30/03/2025	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG4 - GAS	108.33	123.47	13.97%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG6 - GAS	105.04	104.90	-0.12%
SDF ENERGIA SAC	OQUENDO TG1 - GAS	158.52	154.99	-2.23%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	127.20	124.22	-2.34%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	166.50	162.26	-2.55%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA TG3 - GAS	161.14	154.27	-4.26%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	110.73	105.48	-4.74%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	165.11	157.28	-4.75%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	166.56	158.63	-4.76%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	169.13	161.07	-4.76%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES TG1 - GAS	153.78	146.33	-4.84%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA UTI6 - GAS	225.05	212.90	-5.40%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA UTIS - GAS	224.52	212.26	-5.46%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA TG8 - GAS	166.61	156.97	-5.78%
FENIX POWER PERU	FENIX GT11 - GAS	163.59	152.65	-6.68%
FENIX POWER PERU	FENIX GT12 - GAS	163.28	152.21	-6.77%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

En el mes de marzo se percibió el mayor costo de Operación (194.799798 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – primer trimestre 2025



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL PRIMER TRIMESTRE 2025

Durante el periodo se destacan la incorporación y aprobación de las siguientes normas:

- Establecer con carácter temporal la servidumbre de ocupación y tránsito para desarrollar estudios de factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica para la futura "Central Solar Fotovoltaico Girasol"(200MW), a favor de la concesión temporal de la que es titular la empresa GR CAOBA S.A.C., ubicada en el distrito de Moquegua, provincia de Mariscal Nieto y departamento de Moquegua.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 004-2025-MINEM/DM](#)

Establecer con carácter permanente el derecho de servidumbre de ocupación a favor de la concesión definitiva de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables de la que es titular la empresa GR VALE S.A.C. para el proyecto "Central Solar Fotovoltaico Lupi"(150MW)

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 027-2025-MINEM/DM](#)

Encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Proinversión los procesos de promoción de la inversión privada de los siguientes Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2025-2034, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 028-2025-MINEM/DM](#)

Otorgar la autorización por tiempo indefinido a favor de la empresa LIMA AIRPORT PARTNERS S.R.L. para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la "Planta de Generación Eléctrica de Emergencia del Centro de datos Primarios y Secundarios del proyecto Ampliación del Aeropuerto Jorge Chávez" (1.85MW y 0.8MW).

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 061-2025-MINEM/DM](#)

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 062-2025-MINEM/DM](#)

Otorgar a favor de la empresa GR BAYOVAR S.A.C., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Parque Eólico Emma"(72MW).

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 160-2025-MINEM/DM](#)

Establecer con Carácter permanente a favor de la concesión definitiva de generación de energía eléctrica de la que es titular la empresa MAJES SOL DE VERANO S.A.C(45.34MW), la servidumbre de ocupación para el proyecto.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 104-2025-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 ACCIONA CON US\$600 MLLS DEL IFC PARA PROYECTOS EN PERÚ, BRASIL Y PAÍSES EMERGENTES

La española Acciona y la Corporación Financiera Internacional (IFC), del Banco Mundial, anunciaron un acuerdo para impulsar proyectos de infraestructuras en mercados emergentes, incluidos Perú y Brasil, con un préstamo de US\$600 millones.

El primer tramo, de US\$ 380 millones, incluye un crédito directo de IFC por US\$ 145 millones (con aportes del banco holandés FMO) y préstamos paralelos de la alemana DEG y la francesa Proparco. Estos fondos se destinarán a la construcción de tres nuevas líneas de transmisión en Perú —Reque—Nueva Carhuaquero (220 kV), Nueva Tumbes (220/60 kV) e Ica—Poroma (220 kV)— que integrarán mayor generación renovable a la red nacional.

El segundo tramo, por US\$ 220 millones, financiará otros proyectos de infraestructuras sostenibles en la región.



(*) Fuente: Gestion.pe.

<https://acortar.link/Ypqehb>

8.2 ACCIONA TRAS CONCESIÓN PARA ESTUDIOS DE PARQUE EÓLICO DE US\$ 80 MILLONES EN LA LIBERTAD

Acciona Energía (Grupo Acciona) solicitó al Ministerio de Energía y Minas (Minem) la concesión temporal para realizar estudios vinculados con el desarrollo del parque eólico Malabrigo, una futura central de generación de energía limpia ubicada en el distrito de Rázuri (La Libertad).

La Dirección General de Electricidad informó que dicha petición —para operar un parque eólico con una potencia instalada de 61.2 megavatios (MW)— se encuentra en evaluación. La misma ha sido publicada en el Boletín Oficial del diario El Peruano, en cumplimiento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La concesión temporal, en concreto, permitiría a la empresa realizar estudios técnicos, económicos y ambientales en un área previamente delimitada, con el

fin de determinar la viabilidad del proyecto antes de una eventual solicitud de concesión definitiva.

El cronograma de la central eólica Malabrigo contempla una etapa de construcción de 19 meses, que incluye desde actividades preliminares hasta la puesta en marcha del parque.



(*) Fuente: Gestion.pe.

<https://acortar.link/w5ijUx>

8.3 MINEM llevará energía eléctrica a más de 55 mil ciudadanos de Cajamarca en el transcurso de 2025

El MINEM, vía la DGER, concluirá en 2025 cinco proyectos de electrificación rural en Cajamarca con S/ 147 millones, beneficiando a 55 500 habitantes de 501 localidades de las provincias de San Ignacio, Jaén, Cutervo, Santa Cruz y Chota.

El más grande, en Cutervo y Jaén, invierte S/ 99 millones para conectar a 36 600 usuarios; en Chota, la mejora de redes en cuatro localidades (Conga Blanca, Cañafisto, San Pedro y Cuyumalca) moviliza S/ 5,2 millones para 3 400 pobladores.

Para 2025, la DGER cuenta con un PIA de S/ 430,72 millones, de los cuales S/ 218,2 millones van a electrificación rural, impulsando la calidad de vida y la productividad en zonas alejadas.



(*) Fuente: gob.pe/

<https://acortar.link/mZsORI>