

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)

SEGUNDO 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 segundo 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 segundo trimestre del 2025 en millones de soles.

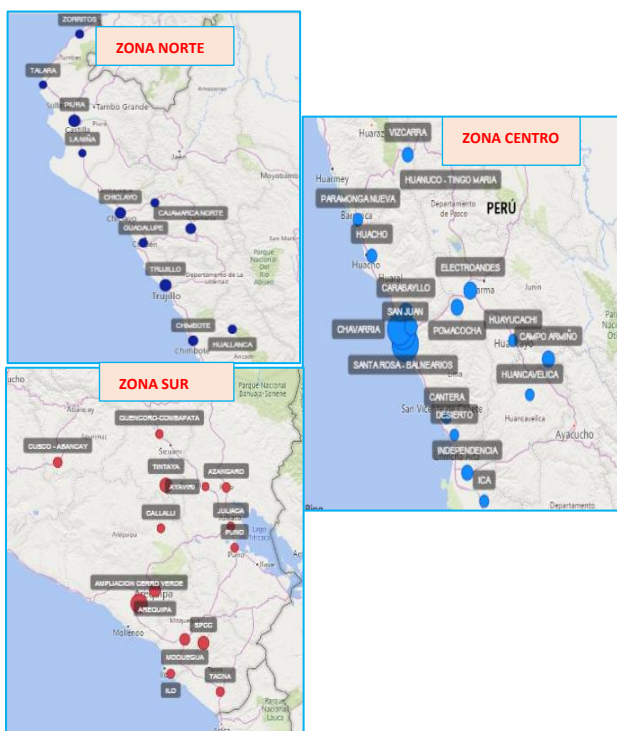
2 DEMANDA

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 segundo trimestre del 2025 aumento respecto al segundo trimestre del 2024 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Tacna y Cuzco-Abancay registraron las mayores variaciones con 8.15% y 5.17% respectivamente, en la zona centro las barras Pomacocha, Electroandes e Independencia registraron las mayores variaciones con 17.40%, 15.90% y 15.09%, finalmente en la zona norte las barras Huallanca y Cajamarca Norte registraron las mayores variaciones con 25.57% y 13.10%.

La barra Electroandes de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 67.97 GWh, en la zona sur la

barra Tintaya en un 13.77 GWh y en la zona norte la barra Huallanca aumentó en 30.32 GWh.

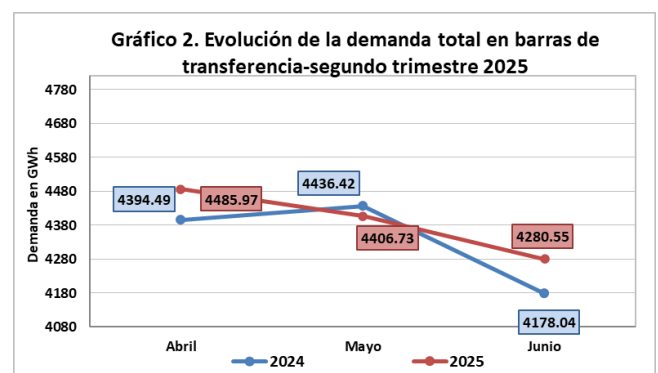
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-segundo trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2024	DEMANDA (GWh) 2025	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	8103.59	8194.26	1.12%
SAN JUAN	1438.71	1438.65	0.00%
CHAVARRIA	1199.82	1212.06	1.02%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1368.67	1396.11	2.00%
ELECTROANDES	427.41	495.38	15.90%
INDEPENDENCIA	344.10	396.02	15.09%
CAJAMARQUILLA	385.56	377.49	-2.09%
VIZCARRA	271.99	174.66	-35.79%
ZAPALLAL	190.42	185.58	-2.54%
HUANUCO - TINGO MARIA	120.41	135.36	12.42%
PARAMONGA NUEVA	108.11	104.38	-3.45%
POMACOCCHA	348.96	409.70	17.40%
MARCONA	332.09	213.82	-35.62%
PUCALLPA - AGUAYTIA	105.12	105.73	0.58%
CAMPO ARMIÑO	382.89	385.31	0.63%
HUAYUCACHI	85.17	93.68	10.00%
DESERTO	72.20	73.58	1.91%
ICA	102.92	105.71	2.71%
HUACHO	161.48	170.19	5.40%
HUANCVELICA	83.63	89.88	7.46%
CANTERA	51.74	54.75	5.81%
CARABAYLLO	522.21	576.26	10.35%
ÁREA NORTE	1896.81	1943.51	2.46%
TRUJILLO	424.93	425.27	0.08%
PIURA	329.91	338.93	2.74%
CAJAMARCA NORTE	187.01	211.51	13.10%
CHIMBOTE	225.78	221.99	-1.68%
CHICLAYO	263.80	291.43	10.47%
GUADALUPE	139.24	131.52	-5.55%
HUALLANCA	118.57	148.89	25.57%
ZORRITOS	82.56	77.12	-6.59%
CARHUQUERO	48.98	49.10	0.25%
TALARA	48.95	20.55	-58.01%
LA NIÑA	27.07	27.19	0.44%
ÁREA SUR	3008.54	3035.47	0.90%
SPCC	338.24	347.49	2.73%
AMPLIACION CERRO VERDE	937.68	940.76	0.33%
AREQUIPA	395.08	377.37	-4.48%
TINTAYA	448.37	462.14	3.07%
CUSCO - ABANCAY	180.31	189.64	5.17%
CALLALI	52.86	47.66	-9.84%
TACNA	90.43	97.79	8.15%
JULIACA	56.96	58.95	3.50%
AZANGARO	139.91	142.40	1.78%
PUNO	28.42	28.90	1.67%
QUENCORO-COMBAPATA	39.92	41.61	4.22%
ILO	70.95	73.83	4.07%
MOQUEGUA	223.77	221.25	-1.13%
AYAVIRI	5.63	5.67	0.86%
TOTAL	13008.94	13173.24	1.26%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

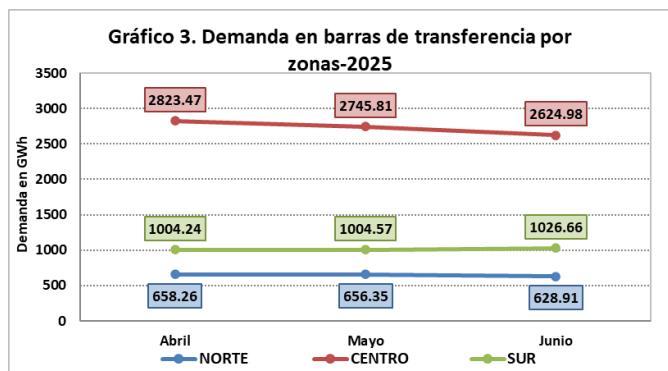
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del segundo trimestre 2025 respecto del segundo trimestre 2024. Se observa que, en los meses de abril, mayo y junio el crecimiento de la demanda fue de +2.08%, -0.67% y +2.45% respectivamente. Siendo el mayor incremento en junio con +102.51 GWh más que en junio 2024.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

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



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de abril hasta junio 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
Abril	658.37	2741.36	994.76	658.26	2823.47	1004.24
Mayo	625.31	2790.75	1020.36	656.35	2745.81	1004.57
Junio	613.13	2571.49	993.41	628.91	2624.98	1026.66
Total	1896.81	8103.59	3008.54	1943.51	8194.26	3035.47

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el segundo trimestre del año 2025 respecto al mismo periodo del año 2024 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de +2.46% (+46.70 GWh), en la zona sur de +1.12% (+90.67 GWh) y en la zona norte de +0.90% (+26.93 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al segundo trimestre 2025, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de junio. La participación de la zona centro con 61.32%, en la zona sur con 23.98% y en la zona norte con un 14.69%.

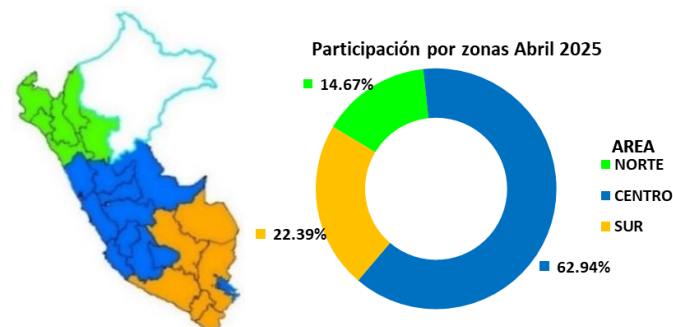
Gráfico 4. Participación por zonas Junio 2025



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En abril 2025, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62.94%, en la zona sur 22.39%, en la zona norte 14.67%.

Gráfico 5. Participación por zonas segundo 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 Pasco, Junín_Huancayo, Huanuco y Lambayeque con 15.93%, 15.93%, 12.42% y 10.47% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Ancash (-35.79%), Ica (-22.50%), Tumbes (-6.59%) y Piura (-4.74%).

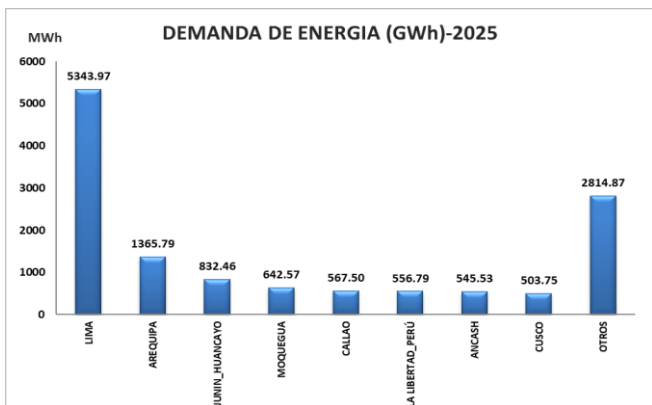
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-segundo trimestre 2025

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2024	DEMANDA (GWh)-2025	VARIACIÓN
CENTRO	8103.59	8194.26	1.12%
ANCASH	271.99	174.66	-35.79%
AYACUCHO	301.61	307.21	1.86%
HUANCAVELICA	164.92	167.98	1.86%
HUANUCO	120.41	135.36	12.42%
ICA	507.22	393.11	-22.50%
PASCO	143.44	166.29	15.93%
JUNIN_HUANCAYO	718.09	832.46	15.93%
CALLAO	554.00	567.50	2.44%
LIMA	5216.81	5343.97	2.44%
UCAYALI	105.12	105.73	0.58%
NORTE	1896.81	1943.51	2.46%
ANCASH	344.35	370.88	7.70%
SAN MARTIN	90.22	99.63	10.43%
CAJAMARCA	145.78	160.98	10.43%
LA LIBERTAD_PERÚ	564.17	556.79	-1.31%
LAMBAYEQUE	263.80	291.43	10.47%
PIURA	405.93	386.68	-4.74%
TUMBES	82.56	77.12	-6.59%
SUR	3008.54	3035.47	0.90%
APURIMAC	180.31	189.64	5.17%
AREQUIPA	1385.63	1365.79	-1.43%
CUSCO	488.30	503.75	3.16%
MOQUEGUA	632.96	642.57	1.52%
MADRE DE DIOS	28.45	29.07	2.17%
PUNO	202.47	206.86	2.17%
TACNA	90.43	97.79	8.15%
TOTAL	13008.94	13173.24	1.26%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de abril a junio del 2025 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 29.07 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5343.97 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Moquegua con 1365.79 GWh, 832.46 GWh y 642.57 GWh respectivamente.

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

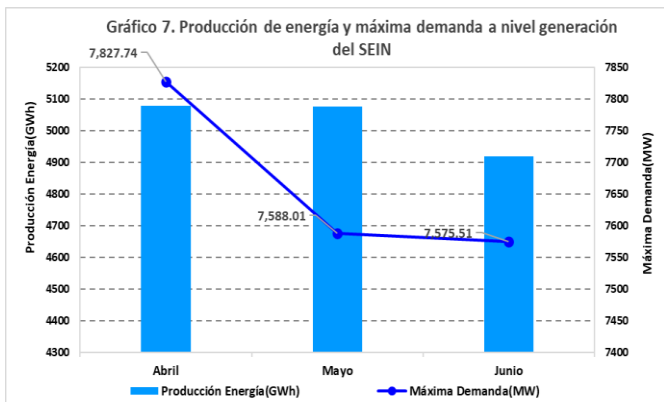


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el segundo trimestre 2025 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en abril con 7827.74 MW y mínima en junio con 7575.51 MW.

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



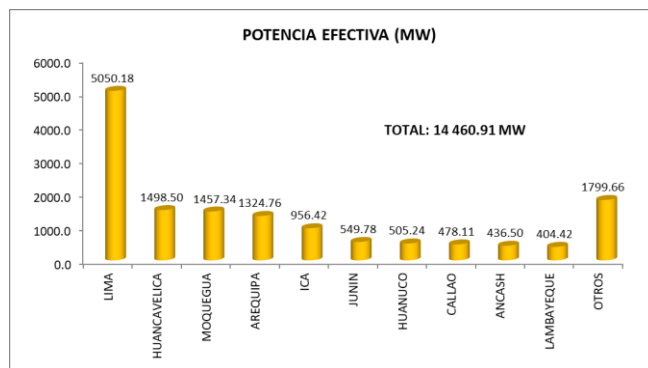
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del segundo trimestre 2025 es de 14 460.91 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 5050.18 MW que representa el 34.92%, Huancavelica con 1498.50 MW (10.36%) y Moquegua con 1457.34 MW (10.08%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones - Junio 2025

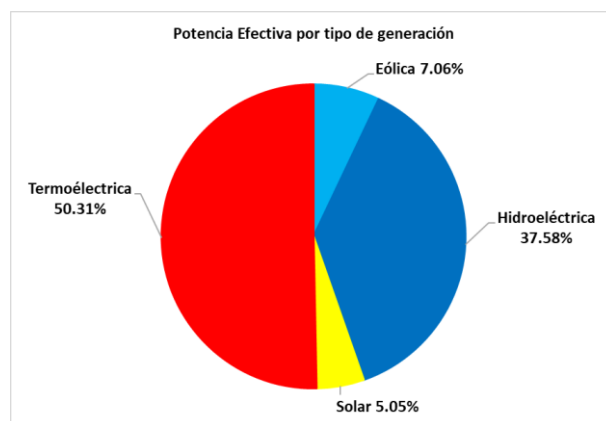


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del segundo trimestre 2025 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7275.33 MW, hidroeléctrica 5434.06 MW, eólica 1021.3 MW y solar 730.22 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

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

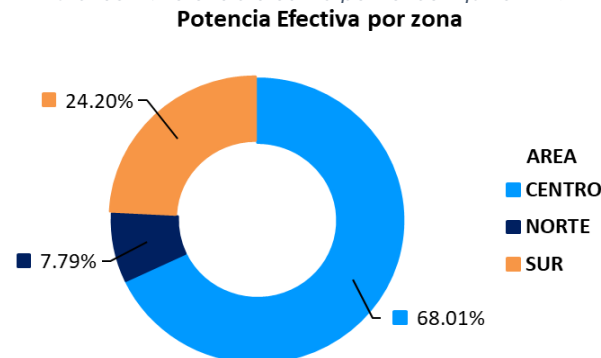


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 - junio 2025



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2025

4.1 OBJETIVO

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

4.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

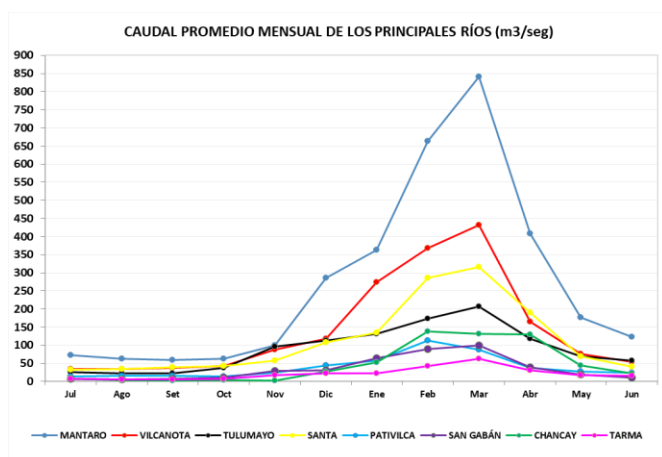
En la Tabla 4 se aprecia de las cuencas en comparación, los caudales promedio presentan un aumento respecto al año 2024. El segundo trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden a aumentar. En el caso del caudal de los ríos Aricota y Rímac presentan una disminución en -13.88% y -2.86% respectivamente y en el caso de Tarma y Tulumayo se aprecia un incremento de 76.32% y 67.40% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - segundo trimestre 2025

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m³/s) - Junio		VARIACIÓN %
	2024	2025	
MANTARO	80.61	122.54	52.02%
VILCANOTA	44.90	53.69	19.60%
TULUMAYO	34.42	57.62	67.40%
SANTA	40.58	41.69	2.74%
PATIVILCA	19.11	23.28	21.79%
SAN GABÁN	9.05	10.53	16.38%
CHANCAY	15.02	22.03	46.63%
TARMA	8.71	15.36	76.32%
CHARCANI V	11.39	12.40	8.90%
RÍMAC	11.24	10.92	-2.86%
SANTA EULALIA	6.63	7.15	7.76%
ARICOTA	1.68	1.45	-13.88%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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

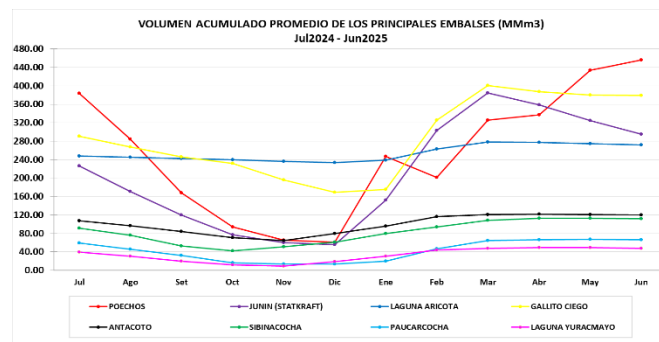


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo julio 2024 - junio 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 segundo trimestre abril - junio de los años 2024 y 2025, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Poechos (-20.50 MMm³), y que en Gallito Ciego registró el mayor incremento de 226.27 MMm³ durante el segundo trimestre.

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

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm³)		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm³
	2024	2025		
POECHOS	1247.30	1226.80	-1.64%	-20.50
JUNIN (STATKRAFT)	941.20	978.14	3.92%	36.94
LAGUNA ARICOTA	754.75	824.27	9.21%	69.51
GALLITO CIEGO	920.58	1146.85	24.58%	226.27
ANTACOTO	361.31	362.90	0.44%	1.59
SIBINACOTHA	280.89	337.45	20.14%	56.56
PAUCARCOCHA	199.65	199.75	0.05%	0.11
LAGUNA YURACMAYO	144.30	146.13	1.27%	1.83
EMBALSE MALPASO	66.48	68.77	3.44%	2.29
LAGO VICONGA	64.20	86.31	34.43%	22.11
EMBALSE MARCAPOMACOTHA	38.04	41.38	8.78%	3.34
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	24.27	23.77	-2.06%	-0.50
RESERVOIRIO TABLACHACA	2.94	9.73	230.68%	6.79
EMBALSE CHAGLLA	10.56	25.52	141.69%	14.96
EMBALSE HUALLAMAYO	4.05	2.57	-36.56%	-1.48
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1.88	1.44	-23.53%	-0.44
RESERVOIRIO TULUMAYO	0.00	0.00	2.26%	0.00
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1.23	1.45	18.08%	0.22
RESERVOIRIO SAN DIEGO	1.11	0.84	-24.42%	-0.27
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0.82	0.68	-17.09%	-0.14
EMBALSE PALLCA	0.83	1.54	84.64%	0.70
RESERVOIRIO CHECRAS	0.83	1.06	26.62%	0.22
RESERVOIRIO CIRATO	1.45	1.29	-11.26%	-0.16
PRESA SHEQUE	0.62	0.74	19.42%	0.12
PRESA HUINCO	0.51	0.74	45.03%	0.23
DIQUE CINCEL	0.38	0.22	-42.33%	-0.16
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	0.98	0.77	-21.44%	-0.21
PRESA SAN GABAN	0.26	0.33	25.48%	0.07
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0.14	0.14	0.00%	0.00
PRESA SHAPIRINGO	0.37	0.31	-16.35%	-0.06
DIQUE CAMPANARIO	0.18	0.20	11.86%	0.02

(*) 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 segundo trimestre 2025.

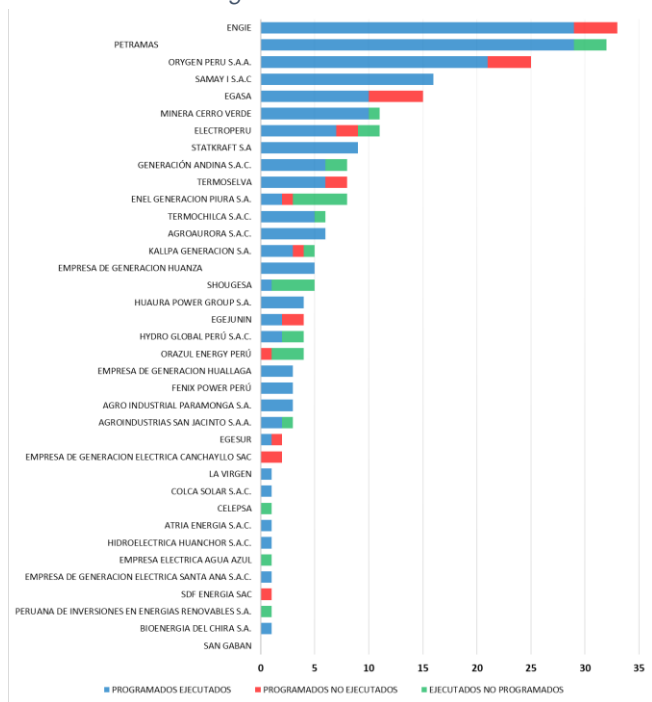
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

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 segundo 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 356 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 217 fueron actividades programadas y 28 fueron actividades ejecutadas no programadas. De las 217 actividades programadas, 191 fueron efectivamente ejecutadas, mientras que 26 no se llevaron a cabo. De las 330 actividades ejecutadas, 111 fueron completadas en un tiempo menor al estimado inicialmente.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa segundo trimestre 2025.



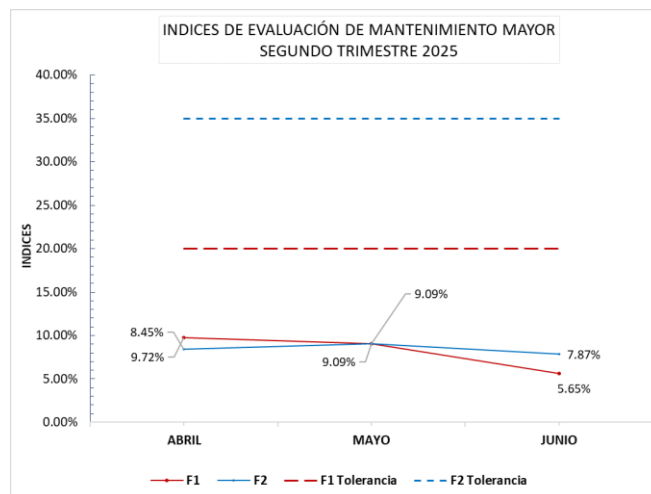
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 segundo trimestre 2025 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

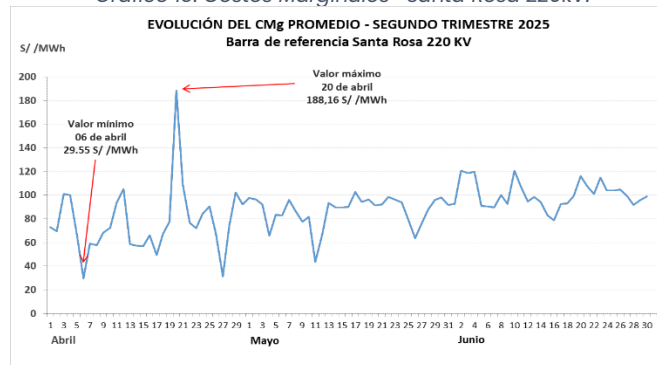
6 COSTOS

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

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el segundo trimestre (abril a junio) 2025, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 20 de abril con 188.16 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 06 de abril con 29.55 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 88.17 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

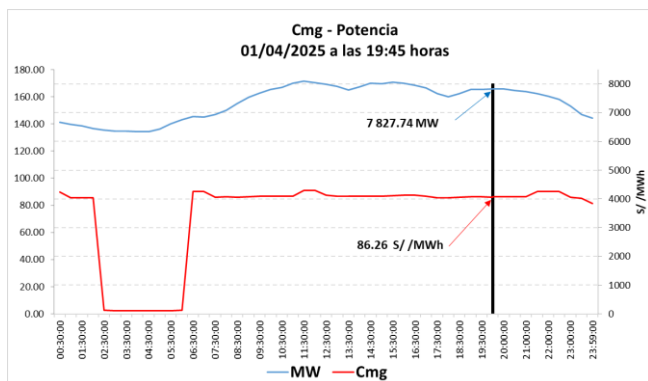


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2025

La máxima demanda coincidente del SEIN en el segundo trimestre fue el 01/04/2025 a las 19:45 h donde se alcanzó 7827.74 MW, el CMg en dicho punto fue de 86.26 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el segundo trimestre 2025 los costos operativos ascendieron a 493.06 millones de soles, presentando una disminución de 114.78 millones de soles respecto del segundo trimestre 2024. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados de abril a junio del segundo 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.

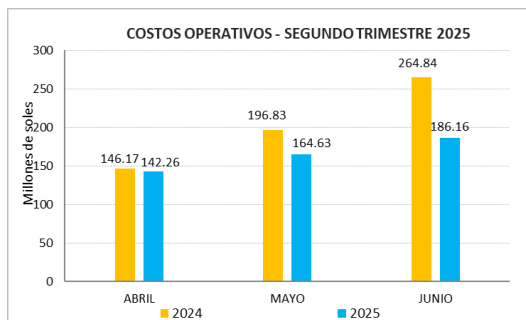
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./MWh) 30/06/2024	CV (S./MWh) 30/06/2025	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG6 - GAS	107.49	103.80	-3.44%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG4 - GAS	125.89	121.34	-3.62%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	131.36	123.01	-6.36%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA UT16 - GAS	230.20	211.86	-7.97%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA UT15 - GAS	229.65	211.28	-8.00%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA TG8 - GAS	170.03	156.39	-8.02%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA WEST TG7 - GAS	195.40	179.66	-8.06%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	162.54	149.38	-8.09%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA TG3 - GAS	166.04	152.54	-8.13%
ENGIE	CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	118.40	108.73	-8.17%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	109.98	100.99	-8.18%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	174.86	160.54	-8.19%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES CCOMB TG1 - GAS	106.05	97.36	-8.19%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES TG1 - GAS	157.60	144.67	-8.21%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	109.90	100.76	-8.32%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	167.08	153.13	-8.35%

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

En el mes de junio se percibió el mayor costo de Operación (186.16 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – segundo trimestre 2025



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL SEGUNDO TRIMESTRE 2025

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

- Establecer el derecho de servidumbre de ocupación, con carácter permanente a favor de la concesión definitiva de generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables de la que es titular la empresa ACCIONA ENERGÍA PERÚ S.A.C.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 128-2025-MINEM/DM](#)

- Fijar los valores del Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para el periodo que se inicia en mayo de 2025 y concluye en abril de 2029.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 158-2025-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa Inmobiliaria Alquife S.A.C., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Central Solar BSF – Lurín (1 MW)".

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 161-2025-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A., la concesión temporal para desarrollar los estudios de factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica del proyecto "Central Eólica Quipu" de 300MW.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 171-2025-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa KALLPA GENERACIÓN S.A., la concesión temporal para desarrollar los estudios de factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica del proyecto "Central Eólica Tanaka" de 403MW.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 172-2025-MINEM/DM](#)

- Definir las Horas de Punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en el periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 189-2025-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Central Solar Expansión Intipampa" de 51.7MW.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 194-2025-MINEM/DM](#)

- Aprobar el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público-Privadas (IMIAPP) en el subsector Electricidad para el periodo 2025-2028.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N.º 209-2025-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

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

Acciona Energía (Grupo Acciona) solicitó al MINEM una concesión temporal —publicada en El Peruano— para llevar a cabo los estudios técnicos, económicos y ambientales del parque eólico Malabrigo (61,2 MW) en Rázuri (La Libertad), actualmente en evaluación por la Dirección General de Electricidad. El proyecto contempla:

- 19 meses de construcción: ingeniería de preconstrucción, transporte y montaje de aerogeneradores, habilitación de accesos y canalizaciones subterráneas de media tensión.
- 12 meses de tendido de la línea de transmisión, en paralelo a las obras del parque.
- 9 meses finales de puesta en marcha, con pruebas y arranque comercial.

Una vez operativo, iniciará una fase de operación y mantenimiento de 30 años, que incluirá el monitoreo de aerogeneradores, vías de acceso, equipos de media tensión, subestación elevadora y línea de transmisión, tal como detalla su EIA-sd.



(*) Fuente: *Gestion.pe*.

<https://acortar.link/w5ijUx>

8.2 MINEM LLEVARÁ ELECTRICIDAD A MÁS DE 1.4 MILLONES DE FAMILIAS CON HISTÓRICA INVERSIÓN DE S/ 4,900 MILLONES

La iniciativa del MINEM, a través de la DGER, contempla 165 proyectos de electrificación rural que, con una inversión aproximada de S/ 4 900 millones, llevarán electricidad por primera vez a más de 1.4 millones de familias en zonas altoandinas, amazónicas y de frontera. Con ello se busca elevar la cobertura al 96 % en estas áreas hacia fines de 2026.

Paralelamente, se implementa un programa de electrificación trifásica para dotar de energía segura y asequible a usos productivos (agroindustria, frío, metalmecánica, etc.), impulsando la industrialización

local y el desarrollo económico y social de las comunidades.

En el ámbito regulatorio, el MINEM dará inicio al “Libro Blanco del Subsector Eléctrico Peruano”, que propondrá reformas legislativas, institucionales y regulatorias para modernizar el mercado mayorista, la distribución minorista y las interconexiones internacionales. Además, avanza la actualización de reglamentos clave: generación distribuida a pequeña escala, hidrógeno verde y la Ley General de Electrificación Rural.



(*) Fuente: *Gestion.pe*.

<https://acortar.link/PImE7N>

8.3 MINEM APUESTA POR EL USO DE ENERGÍA SOSTENIBLE MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La Central Hidroeléctrica San Gabán III (209 MW), en marcha blanca en Carabaya (Puno), reforzará la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. El MINEM impulsa las renovables no convencionales y el hidrógeno verde, y coordina electrificación rural en zonas alejadas de Carabaya. China Three Gorges – socia de Hydro Global– ratifica su inversión limpia en Perú, fortaleciendo lazos bilaterales, empleo local y transferencia tecnológica.



(*) Fuente: *gob.pe*/

<https://acortar.link/OWQ80x>