



Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

CUARTO TRIMESTRE

2024



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 cuarto trimestre del 2024.

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

La estadística del cumplimiento de mantenimiento se realizó en 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 MWh a partir de los registros de SCADA cada 15 minutos, asimismo los valores están referidos a la Barra Santa Rosa 220 kV. Los costos operativos muestran el costo de operación ejecutada del SEIN en el cuarto trimestre del 2024 en millones de soles.

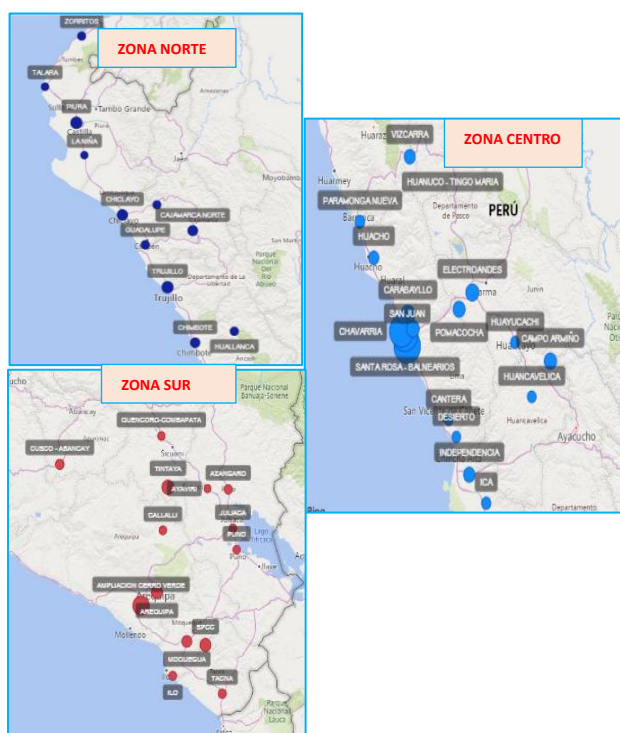
2 DEMANDA

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 cuarto trimestre del 2024 disminuyó respecto al cuarto trimestre del 2023 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Cuzco-Abancay y Ayaviri registraron las mayores variaciones con 5.75% y 5.33% respectivamente, en la zona centro las barras Carabayllo, Huancavelica y Cantera registraron las mayores variaciones con 22.34%, 13.30% y 13.30%, finalmente en la zona norte las barras Chiclayo y Cajamarca Norte registraron las mayores variaciones con 22.65% y 12.59%.

La barra Carabayllo de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 96.15 GWh, en la zona sur la barra Tintaya en un 17.42 GWh y en la zona norte la barra Chiclayo aumentó en 55.45 GWh.

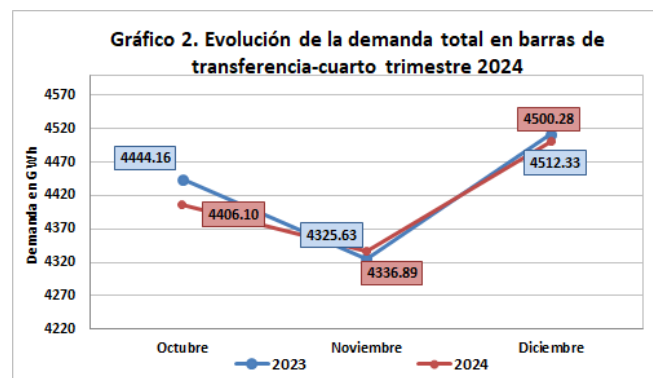
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-cuarto trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2023	DEMANDA (GWh) 2024	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	8160.69	8222.83	0.76%
SAN JUAN	1492.49	1374.14	-7.93%
CHAVARRIA	1217.90	1213.77	-0.34%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1351.18	1373.42	1.65%
ELECTROANDES	477.40	484.85	1.56%
INDEPENDENCIA	354.96	367.40	3.51%
CAJAMARQUILLA	347.39	389.65	12.16%
VIZCARRA	278.69	270.68	-2.87%
ZAPALLAL	180.27	190.57	5.71%
HUANUCO - TINGO MARIA	119.06	130.62	9.70%
PARAMONGA NUEVA	99.00	105.32	6.38%
POMACCOCHA	386.12	400.59	3.75%
MARCONA	379.98	329.17	-13.37%
PUCALLPA - AGUAYTIA	107.51	114.53	6.54%
CAMPO ARMIÑO	407.09	379.94	-6.67%
HUAYUCACHI	81.81	89.78	9.75%
DESERTO	73.52	73.83	0.43%
ICA	108.44	113.98	5.10%
HUACHO	145.16	155.47	7.10%
HUANCVELICA	76.87	87.10	13.30%
CANTERA	45.40	51.44	13.30%
CARABAYLLO	430.43	526.58	22.34%
ÁREA NORTE	2096.72	1957.97	-6.62%
TRUJILLO	396.96	396.49	-0.12%
PIURA	382.24	351.95	-7.92%
CAJAMARCA NORTE	202.45	227.94	12.59%
CHIMBOTE	214.56	223.10	3.98%
CHICLAYO	244.78	300.24	22.65%
GUADALUPE	136.30	146.86	7.75%
HUALLANCA	127.99	131.99	3.12%
ZORRITOS	117.81	76.20	-35.31%
CARHUQUERO	132.46	57.18	-56.83%
TALARA	114.73	20.04	-82.53%
LA NIÑA	26.45	25.97	-1.80%
ÁREA SUR	3024.72	3062.46	1.25%
SPCC	337.25	329.11	-2.41%
AMPLIACION CERRO VERDE	936.69	945.30	0.92%
AREQUIPA	401.32	411.86	2.63%
TINTAYA	438.31	455.73	3.97%
CUSCO - ABANCAY	181.54	191.98	5.75%
CALLALI	52.96	54.39	2.70%
TACNA	90.11	91.17	1.18%
JULIACA	57.03	59.22	3.85%
AZANGARO	147.13	150.53	2.31%
PUNO	28.30	28.78	1.71%
QUENCORO-COMBAPATA	47.38	47.08	-0.63%
ILO	74.55	71.91	-3.54%
MOQUEGUA	226.99	219.98	-3.09%
AYAVIRI	5.16	5.43	5.33%
TOTAL	13282.12	13243.27	-0.29%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

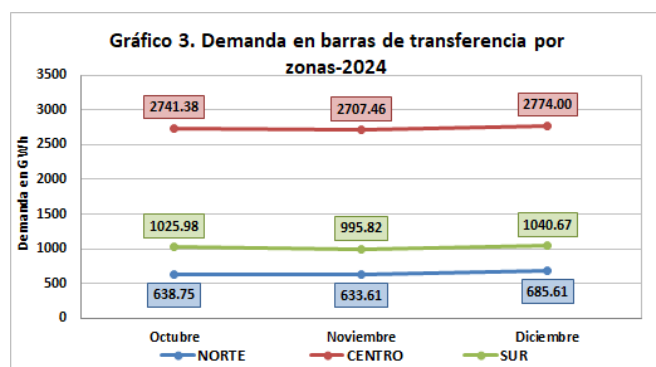
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del cuarto trimestre 2024 respecto del cuarto trimestre 2023. Se observa que, en los meses de octubre, noviembre y diciembre el crecimiento de la demanda fue de -0.86%, +0.26% y -0.27% respectivamente. Siendo el mayor incremento en noviembre con +11.26 GWh más que en noviembre 2023.



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

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



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de octubre hasta diciembre del año 2024 respecto al 2023.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2023			DEMANDA (GWh)-2024		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Octubre	693.12	2722.08	1028.96	638.75	2741.38	1025.98
Noviembre	674.23	2677.37	974.03	633.61	2707.46	995.82
Diciembre	729.36	2761.24	1021.73	685.61	2774.00	1040.67
Total	2096.72	8160.69	3024.72	1957.97	8222.83	3062.46

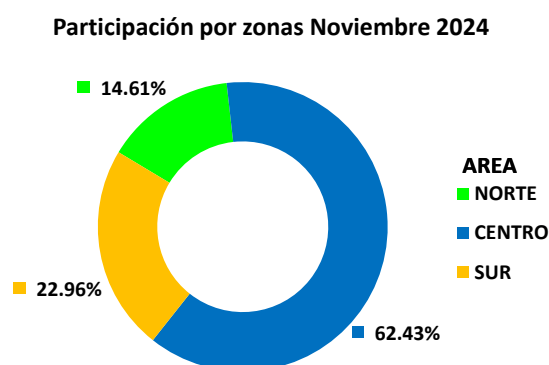
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el cuarto trimestre del año 2024 respecto al mismo periodo del año 2023 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de +0.76% (+62.15 GWh), en la zona sur de +1.25% (+37.75 GWh) y en la zona norte de -6.62% (-138.75 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al cuarto trimestre 2024, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de noviembre. La participación de la zona centro con 62.43%, en la zona sur con 22.96% y en la zona norte con un 14.61%.

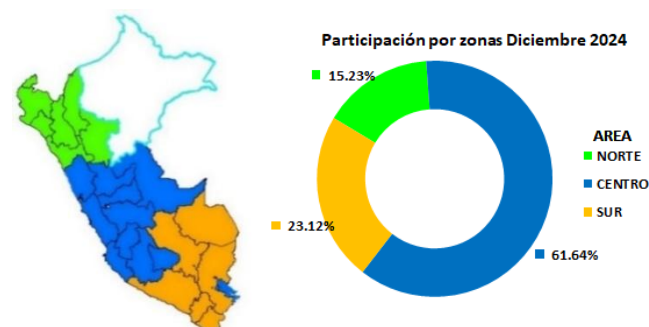
Gráfico 4. Participación por zonas noviembre 2024



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En diciembre 2024, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 61.64%, en la zona sur 23.12%, en la zona norte 15.23%.

Gráfico 5. Participación por zonas cuarto trimestre 2024



(*) 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 2023 fueron Lambayeque, Huánuco, Apurímac y Ancash con 22.65%, 9.70%, 5.75% y 3.66% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Tumbes (-35.31%), Piura (-23.97%), Cajamarca (-14.86%) y San Martín (-14.86%).

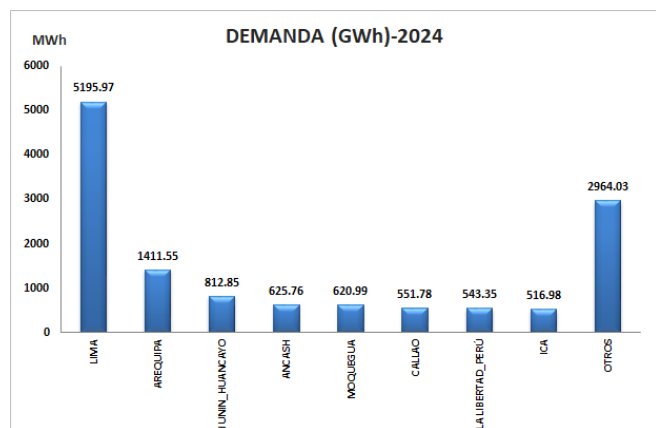
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-cuarto trimestre

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2023	DEMANDA (GWh)-2024	VARIACIÓN
CENTRO	8160.69	8222.83	0.76%
ANCASH	278.69	270.68	-2.87%
AYACUCHO	312.88	301.94	-3.50%
HUANCAYELICA	171.08	165.10	-3.50%
HUANUCO	119.06	130.62	9.70%
ICA	561.94	516.98	-8.00%
PASCO	157.40	162.38	3.16%
JUNIN_HUANCAYO	787.94	812.85	3.16%
CALLAO	543.76	551.78	1.48%
LIMA	5120.43	5195.97	1.48%
UCAYALI	107.51	114.53	6.54%
NORTE	2096.72	1957.97	-6.62%
ANCASH	342.55	355.09	3.66%
SAN MARTIN	128.04	109.00	-14.86%
CAJAMARCA	206.87	176.12	-14.86%
LA LIBERTAD_PERÚ	533.26	543.35	1.89%
LAMBAYEQUE	244.78	300.24	22.65%
PIURA	523.41	397.97	-23.97%
TUMBES	117.81	76.20	-35.31%
SUR	3024.72	3062.46	1.25%
APURIMAC	181.54	191.98	5.75%
AREQUIPA	1390.97	1411.55	1.48%
CUSCO	485.69	502.82	3.53%
MOQUEGUA	638.79	620.99	-2.79%
MADRE DE DIOS	29.27	30.06	2.67%
PUNO	208.34	213.90	2.67%
TACNA	90.11	91.17	1.18%
TOTAL	13282.12	13243.27	-0.29%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de octubre a diciembre del 2024 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 30.06 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5195.97 GWh, seguida de Arequipa, Junín-Huancayo y Ancash con 1411.55 GWh, 812.85 GWh y 625.76 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-cuarto trimestre

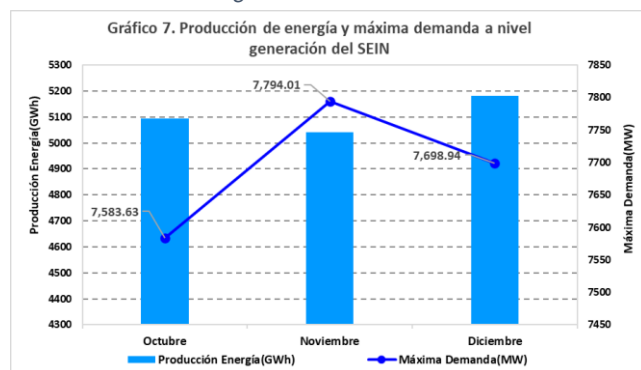


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el cuarto trimestre 2024 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en noviembre con 7794.01 MW y mínima en octubre con 7583.63 MW.

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



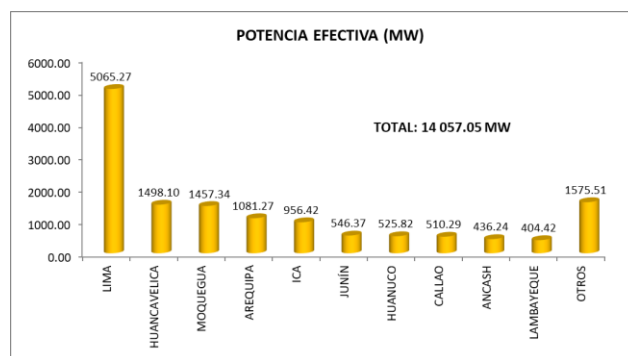
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del cuarto trimestre 2024 es de 14 057.05 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 5065.27 MW que representa el 36.03%, Huancavelica con 1498.10 MW (10.66%) y Moquegua con 1457.34 MW (10.37%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – diciembre 2024

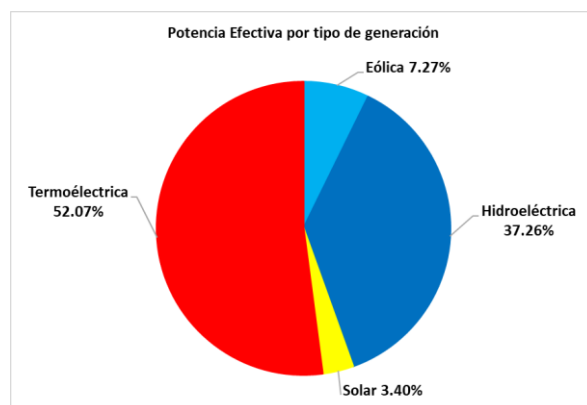


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del cuarto trimestre 2024 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7317.87 MW, hidroeléctrica 5238.06 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-diciembre 2024

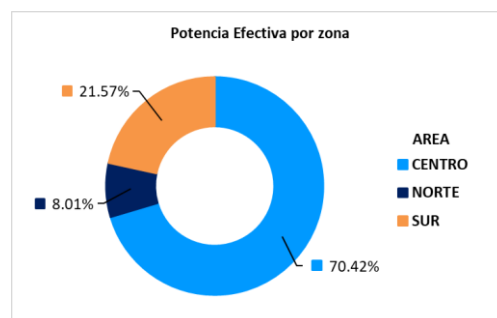


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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 – diciembre 2024



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL CUARTO TRIMESTRE DEL 2024

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el cuarto trimestre 2024, en las cuencas más representativas del SEIN.

4.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

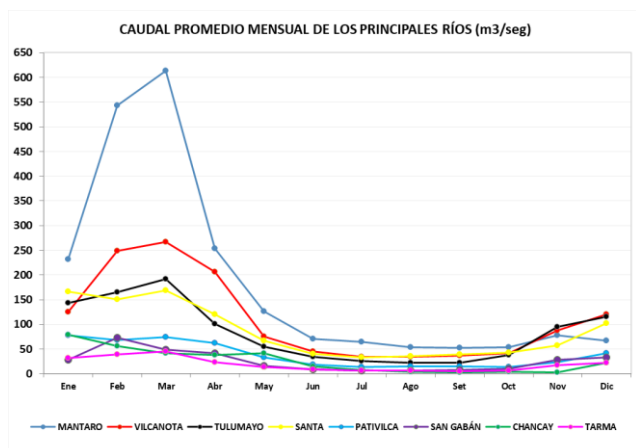
En la Tabla 4 se aprecia de las cuencas en comparación, los caudales promedio presentan un aumento respecto al año 2023. El cuarto trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Mantaro y Chancay presentan una disminución en -34.03% y -32.45% respectivamente y en el caso de Santa Eulalia y Charcani V se aprecia un incremento de 38.28% y 16.75% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - cuarto trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m ³ /s) - Diciembre		VARIACIÓN %
	2023	2024	
MANTARO	101.19	66.75	-34.03%
VILCANOTA	170.71	120.39	-29.48%
TULUMAYO	132.99	115.54	-13.12%
SANTA	132.14	102.65	-22.32%
PATIVILCA	40.63	41.81	2.92%
SAN GABÁN	37.76	32.79	-13.15%
CHANCAY	33.62	22.71	-32.45%
TARMA	20.68	21.87	5.75%
CHARCANI V	10.78	12.59	16.75%
RÍMAC	19.51	18.48	-5.31%
SANTA EULALIA	9.10	12.58	38.28%
ARICOTA	1.38	1.57	13.15%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2024

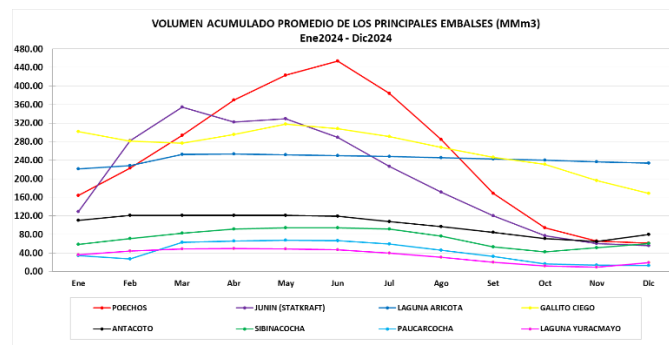


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo enero 2024 - diciembre 2024, 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 cuarto trimestre octubre - diciembre de los años 2023 y 2024, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Poechos (-296.00 MMm³), y que en Junín (Statkraft) registró el mayor incremento de 71.05 MMm³ durante el cuarto trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al cuarto trimestre 2023-2024

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm ³) - Cuarto Trimestre		VARIACIÓN	VARIACIÓN EN MMm ³
	2023	2024		
POECHOS	516.90	220.90	-57.26%	-296.00
JUNIN (STATKRAFT)	121.95	193.00	58.26%	71.05
LAGUNA ARICOTA	664.79	709.94	6.79%	45.15
GALLITO CIEGO	824.11	596.00	-27.68%	-228.11
ANTACOTO	232.53	215.42	-7.36%	-17.11
SIBINACOTCHA	108.84	153.97	41.46%	45.13
PAUCARCOCHA	43.62	43.11	-1.16%	-0.51
LAGUNA YURACMAYO	39.82	40.28	1.15%	0.46
EMBALSE MALPASO	64.44	68.68	6.58%	4.24
LAGO VICONGA	15.03	2.02	-86.56%	-13.01
EMBALSE MARCAPOMACOTCHA	32.32	26.43	-18.23%	-5.89
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	30.89	26.09	-15.54%	-4.80
RESERVORIO TABLACHACA	7.48	11.39	52.19%	3.91
EMBALSE CHAGLLA	22.13	10.37	-53.15%	-11.76
EMBALSE HUALLAMAYO	4.60	2.44	-47.00%	-2.16
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1.63	1.63	-0.26%	0.00
RESERVORIO TULUMAYO	2.09	0.790	-62.26%	-1.30
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1.50	1.35	-9.79%	-0.15
RESERVORIO SAN DIEGO	1.53	1.58	3.47%	0.05
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0.66	0.59	-10.12%	-0.07
EMBALSE PALLCA	0.85	0.94	10.05%	0.09
RESERVORIO CHECRAS	0.92	1.11	20.92%	0.19
RESERVORIO CIRATO	1.24	1.24	0.40%	0.00
PRESA SHEQUE	0.61	0.93	53.21%	0.32
PRESA HUINCO	0.22	0.59	170.64%	0.37
DIQUE CINCEL	0.30	0.33	9.27%	0.03
RESERVORIO CAPILLUCAS	0.52	0.74	42.68%	0.22
PRESA SAN GABAN	0.43	0.32	-26.27%	-0.11
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0.14	0.15	11.11%	0.02
PRESA SHAPIRINGO	0.54	0.57	5.56%	0.03
DIQUE CAMPANARIO	0.18	0.14	-20.00%	-0.04

(*) 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 cuarto trimestre 2024.

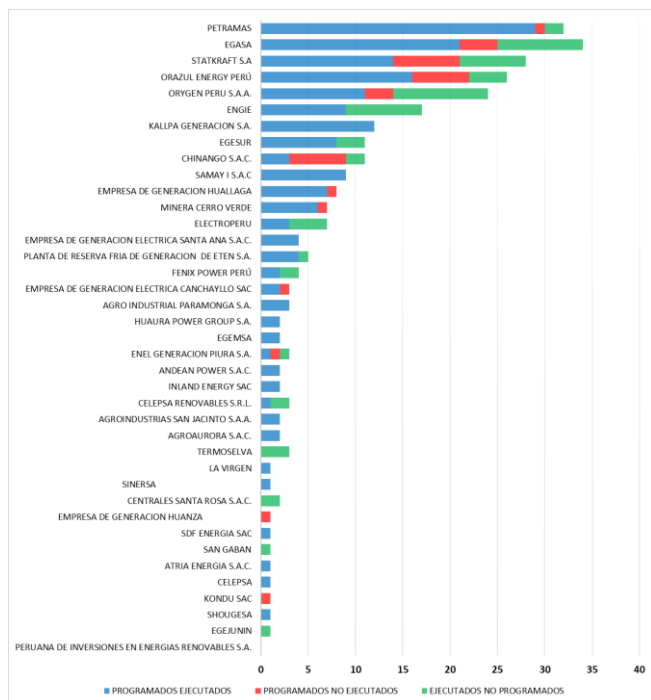
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

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 cuarto trimestre del 2024, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total se efectuaron 429 actividades de mantenimiento mayor, entre los cuales 183 fueron programados ejecutados y 62 fueron ejecutados no programados. Hay que mencionar también que no se efectuaron 33 actividades programadas y se ejecutaron 151 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa cuarto trimestre 2024.



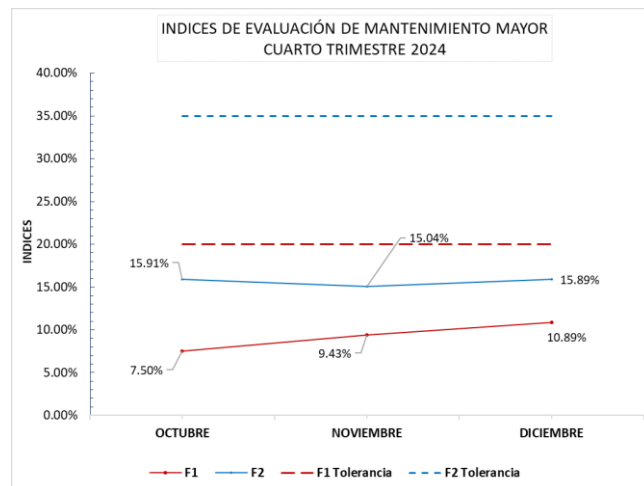
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 cuarto trimestre 2024 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

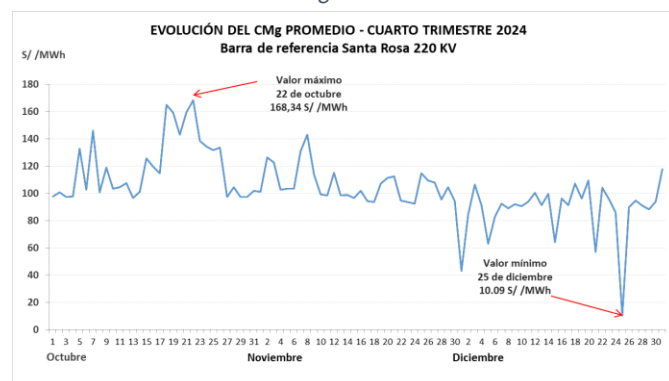
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del cuarto trimestre 2024 de los costos marginales y los costos operativos.

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el cuarto trimestre (octubre a diciembre) 2024, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 22 de octubre con 168.34 \$ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 25 de diciembre con 10.09 \$ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 104.30 \$ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

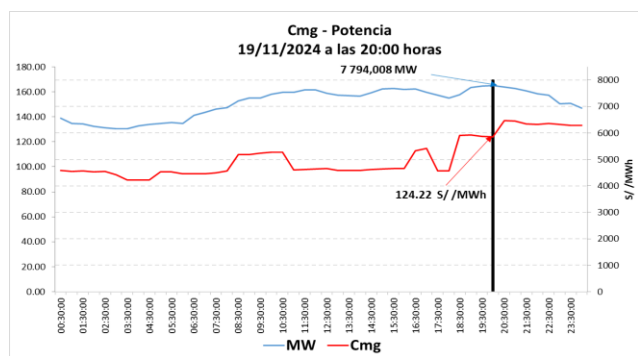


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL CUARTO TRIMESTRE 2024

La máxima demanda coincidente del SEIN en el cuarto trimestre fue el 19/11/2024 a las 20:00 h donde se alcanzó 7794.008 MW, el CMg en dicho punto fue de 124.22 \$ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el cuarto trimestre 2024 los costos operativos ascendieron a 650.34 millones de soles, presentando una disminución de 39.97 millones de soles respecto del cuarto trimestre 2023. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en octubre a diciembre del cuarto trimestre del 2024 son menores respecto al 2023. 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.

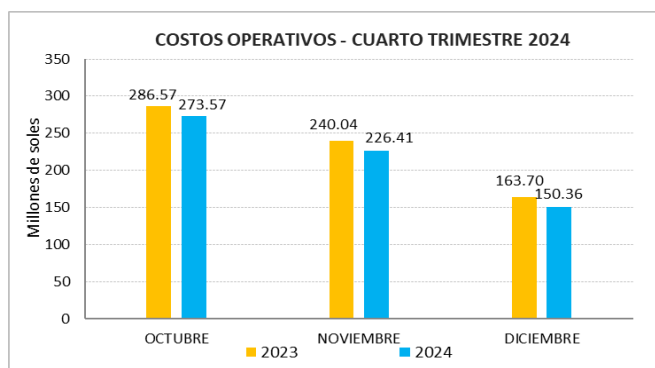
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S/./MWh) 27/12/2023	CV (S/./MWh) 27/12/2024	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG6 - GAS	30.12	93.31	209.82%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS2 TG4 - GAS	91.89	112.43	22.34%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 - GAS	106.38	109.63	3.05%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	164.43	168.75	2.62%
SDF ENERGIA SAC	OQUEENDO TG1 - GAS	155.41	159.33	2.52%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	125.08	127.87	2.23%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA UTI5 - GAS	219.04	223.25	1.92%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA UTI6 - GAS	219.64	223.82	1.90%
ORYGEN PERU S.A.A.	STA ROSA TG8 - GAS	162.30	165.18	1.77%
FENIX POWER PERU	FENIX GT12 - GAS	156.34	158.33	1.27%
FENIX POWER PERU	FENIX GT11 - GAS	156.92	158.79	1.19%
ORYGEN PERU S.A.A.	VENTANILLA TG3 - GAS	159.39	160.53	0.72%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	162.45	163.46	0.62%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	163.87	164.88	0.62%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	166.40	167.42	0.62%
KALLPA GENERACION S.A.	LAS FLORES TG1 - GAS	151.29	151.87	0.38%

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

En el mes de octubre se percibió el mayor costo de Operación (273.5711 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – cuarto trimestre



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL CUARTO TRIMESTRE 2024

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

- Se otorgó a la empresa ORYGEN PERÚ S.A.A. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica utilizando Recursos Energéticos Renovables para el proyecto "Central Solar Fotovoltaico CERW Wayra Solar". Este proyecto tiene una potencia instalada de 94,22 MW y está ubicado en el distrito de Marcona, provincia de Nasca, departamento de Ica.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 410-2024-MINEM/DM](#)

- Se aprobaron los "Criterios de Priorización de las Inversiones" para la fase de Programación Multianual de Inversiones del Sector Energía y Minas. Estos criterios buscan optimizar la asignación de recursos en proyectos energéticos y mineros.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 434-2024-MINEM/DM](#)

- Se dispuso la publicación del proyecto de "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida conectada a Sistemas de Utilización de los Usuarios del Servicio Público de Electricidad", junto con su Exposición de Motivos. Este reglamento tiene como objetivo regular la generación distribuida, permitiendo a los usuarios generar su propia energía y conectarla a la red eléctrica.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 439-2024-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON CENTRALES EÓLICAS Y SOLARES AUMENTÓ EN 53% Y 24%, RESPECTIVAMENTE, EN OCTUBRE DE 2024

En octubre de 2024, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) informó que la producción total de energía eléctrica en Perú alcanzó 5,362 GWh, reflejando un aumento del 1.8% respecto al mismo mes de 2023. De este total, el 97% fue destinado al mercado eléctrico y el 3% fue autogenerado por empresas industriales y mineras.

Según la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, el crecimiento se debe al aumento de la actividad económica de grandes industrias. Las energías renovables no convencionales registraron importantes incrementos: la energía eólica creció 53% (369 GWh) y la solar 24% (135 GWh), alcanzando en conjunto 566 GWh, un 37% más que en 2023.

Las hidroeléctricas generaron 2,052 GWh y las centrales térmicas a gas natural 2,805 GWh. En total, la generación con recursos renovables representó el 10.6% de la producción nacional, aumentando desde el 7.9% en octubre de 2023.



(*) Fuente: Ministerio de Energía y Minas

<https://acortar.link/eplAvu>

8.2 KALLPA PROYECTA DOS CENTRALES SOLARES EN MOQUEGUA: MINEM AUTORIZÓ LOS ESTUDIOS

El 3 de diciembre de 2024, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) otorgó a Kallpa Generación concesiones temporales para realizar estudios de factibilidad de dos centrales solares fotovoltaicas en Moquegua: Pampa Salinas I y Pampa Salinas II. Cada una de estas plantas proyecta una capacidad instalada de 234 megavatios (MW), sumando un total de 468 MW. Pampa Salinas I se ubicará en el distrito de El Algarrobal, provincia de Ilo, mientras que Pampa Salinas II estará en la provincia de Mariscal Nieto. Las concesiones tienen una vigencia de 24 meses, periodo en el cual Kallpa deberá completar los estudios necesarios para el desarrollo de estos proyectos. Esta iniciativa refuerza la participación de Kallpa en el sector de energías renovables en Perú, donde ya operan tres centrales hidroeléctricas y abastece el 23% de la demanda eléctrica nacional.



(*) Fuente: Gestion.pe.

<https://acortar.link/G4RDM0>