



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)

SEGUNDO TRIMESTRE

2023

DIVISIÓN DE SUPERVISIÓN DE ELECTRICIDAD



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 2023.

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 segundo trimestre del 2023 en millones de soles.

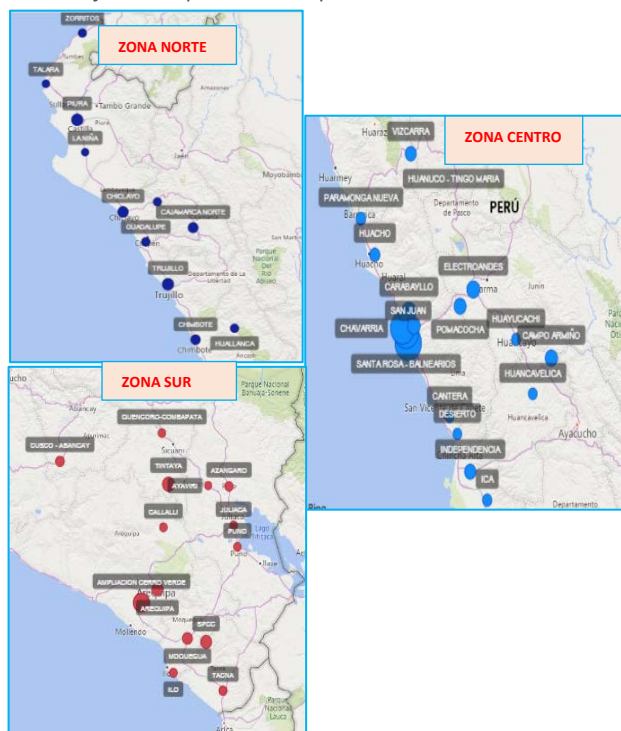
2 DEMANDA

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 2023 aumentó respecto al segundo trimestre del 2022 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ilo y SPCC registraron las mayores variaciones con 21.92% y 14.31% respectivamente, en la zona centro las barras Campo Armiño, Chavarría y San Juan registraron las mayores variaciones con 97.76%, 16.47% y 8.42%, finalmente en la zona norte las barras Talara y Huallanca registraron las mayores variaciones con 95.63% y 16.22%.

La barra Campo Armiño de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 202.40 GWh, en la zona sur la barra SPCC en un 43.58 GWh y en la zona norte la barra Talara aumentó en 48.06 GWh.

En el segundo trimestre del 2021 se reactivaron en su totalidad las actividades de medianos y grandes consumidores y en efecto la demanda se normalizó, por tal motivo en el segundo trimestre del 2023 se aprecia un aumento relativo del 5.83%.

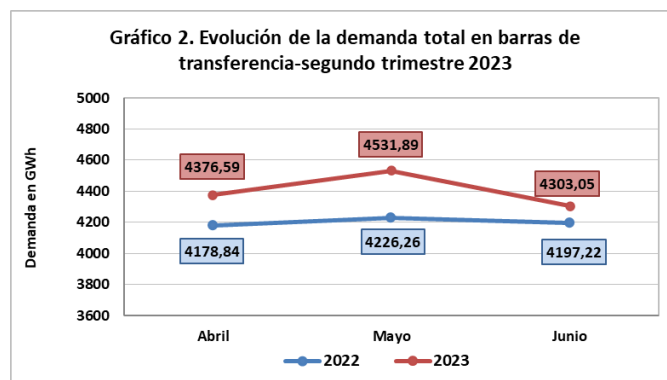
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-primer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2022	DEMANDA (GWh) 2023	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	7811,83	8283,05	6,03%
SAN JUAN	1456,95	1579,66	8,42%
CHAVARRIA	1076,61	1253,91	16,47%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1287,86	1384,26	7,49%
ELECTROANDES	462,88	470,59	1,67%
INDEPENDENCIA	381,13	369,74	-2,99%
CAJAMARQUILLA	361,54	356,17	-1,49%
VIZCARRA	266,45	273,31	2,58%
ZAPALLAL	176,73	175,89	-0,47%
HUANUCO - TINGO MARIA	108,79	114,65	5,38%
PARAMONGA NUEVA	116,84	94,94	-18,75%
POMACOCCHA	367,36	365,55	-0,49%
MARCONA	336,61	360,03	6,96%
PUCALLPA - AGUAYTIA	92,44	96,56	4,46%
CAMPO ARMIÑO	207,03	409,43	97,76%
HUAYUCACHI	78,34	79,44	1,40%
DESIERTO	70,21	68,91	-1,85%
ICA	92,34	97,43	5,51%
HUACHO	155,35	150,77	-2,95%
HUANCAVELICA	75,46	75,11	-0,46%
CANTERA	52,42	50,33	-3,97%
CARABAYLLO	588,47	456,36	-22,45%
ÁREA NORTE	1845,06	1957,90	6,12%
TRUJILLO	362,33	397,47	9,70%
PIURA	313,93	350,40	11,62%
CAJAMARCA NORTE	195,71	186,17	-4,88%
CHIMBOTE	208,69	213,33	2,22%
CHICLAYO	256,05	251,46	-1,79%
GUADALUPE	130,20	120,80	-7,21%
HUALLANCA	109,26	126,98	16,22%
ZORRITOS	91,62	92,26	0,70%
CARHUAQUERO	103,27	95,70	-7,33%
TALARA	50,25	98,31	95,63%
LA NIÑA	23,77	25,02	5,30%
ÁREA SUR	2945,44	2970,58	0,85%
SPCC	304,46	348,05	14,31%
AMPLIACION CERRO VERDE	958,72	959,74	0,11%
AREQUIPA	393,43	380,41	-3,31%
TINTAYA	468,16	437,00	-6,66%
CUSCO - ABANCAY	160,11	163,95	2,40%
CALLALLI	51,99	51,84	-0,30%
TACNA	83,93	89,95	7,17%
JULIACA	52,99	55,21	4,19%
AZANGARO	126,92	132,61	4,48%
PUNO	32,88	28,80	-12,41%
QUENCORO-COMBAPATA	43,68	44,77	2,51%
ILO	59,87	72,99	21,92%
MOQUEGUA	202,98	201,17	-0,89%
AYAVIRI	5,30	4,11	-22,57%
TOTAL	12602,33	13211,53	4,83%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

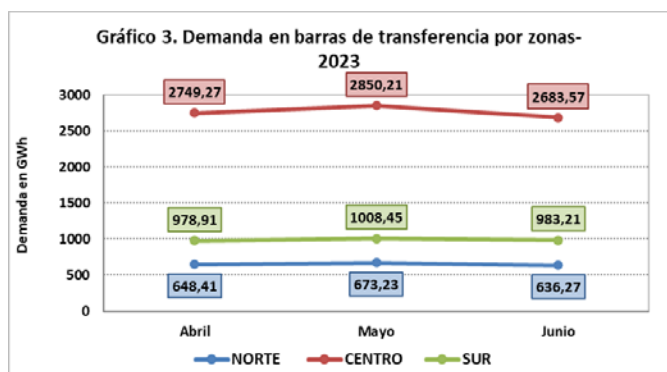
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del segundo trimestre 2023 respecto del segundo trimestre 2022. Se observa que, en los meses de abril, mayo y junio, el crecimiento de la demanda fue de 4.73%, 7.23% y 2.52% respectivamente. Siendo el mayor incremento en mayo con 305.63 GWh más que en mayo 2022.



(*) 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 2023 respecto al 2022.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2022			DEMANDA (GWh)-2023		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Abril	620,73	2616,72	941,39	648,41	2749,27	978,91
Mayo	622,18	2590,96	1013,12	673,23	2850,21	1008,45
Junio	602,15	2604,14	990,93	636,27	2683,57	983,21
Total	1845,06	7811,83	2945,44	1957,90	8283,05	2970,58

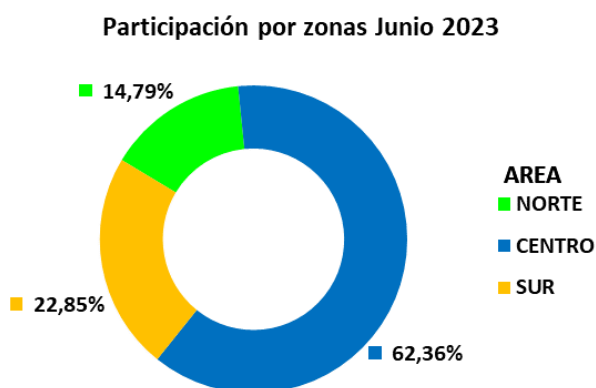
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el segundo trimestre del año 2023 respecto al mismo periodo del año 2022 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 6.03% (471.22 GWh), en la zona sur de 0.85% (25.14 GWh) y en la zona norte de 6.12% (112.84 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al segundo trimestre 2023, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de junio. La participación de la zona centro con 62.36%, en la zona sur con 22.85% y en la zona norte con un 14.79%.

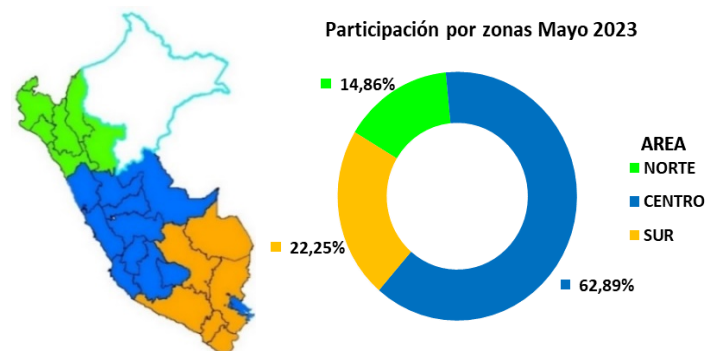
Gráfico 4. Participación por zonas junio 2023



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En mayo 2023, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62.82%, en la zona sur 22.25%, en la zona norte 14.86%.

Gráfico 5. Participación por zonas segundo trimestre 2023



(*) 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 la región con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2022 fueron Ayacucho, Huancavelica, Piura y Moquegua con 71.52%, 71.52%, 22.12% y 9.68%, respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Cusco (-5.87%), San Martín (-5.73%), Cajamarca (-5.73%) y Lambayeque (-1.79%).

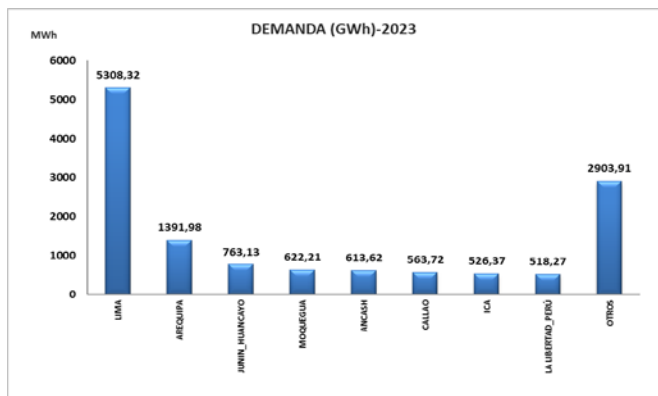
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-primer trimestre 2023

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2022	DEMANDA (GWh)-2023	VARIACIÓN
CENTRO	7811,83	8283,05	6,03%
ANCASH	266,45	273,31	2,58%
AYACUCHO	182,63	313,26	71,52%
HUANCAVELICA	99,86	171,29	71,52%
HUANUCO	108,79	114,65	5,38%
ICA	499,17	526,37	5,45%
PASCO	151,28	152,44	0,77%
JUNIN_HUANCAYO	757,30	763,13	0,77%
CALLAO	542,77	563,72	3,86%
LIMA	5111,12	5308,32	3,86%
UCAYALI	92,44	96,56	4,46%
NORTE	1845,06	1957,90	6,12%
ANCASH	317,95	340,31	7,03%
SAN MARTIN	114,30	107,76	-5,73%
CAJAMARCA	184,68	174,11	-5,73%
LA LIBERTAD_PERU	492,52	518,27	5,23%
LAMBAYEQUE	256,05	251,46	-1,79%
PIURA	387,95	473,74	22,12%
TUMBES	91,62	92,26	0,70%
SUR	2945,44	2970,58	0,85%
APURIMAC	160,11	163,95	2,40%
AREQUIPA	1404,15	1391,98	-0,87%
CUSCO	511,84	481,77	-5,87%
MOQUEGUA	567,32	622,21	9,68%
MADRE DE DIOS	26,87	27,19	1,21%
PUNO	191,22	193,53	1,21%
TACNA	83,93	89,95	7,17%
TOTAL	12602,33	13211,53	4,83%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de abril a junio del 2023 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 27.19 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5308.32 GWh, seguida de Arequipa, Junín y Moquegua con 1391.98 GWh, 763.13 GWh y 622.21 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-primer trimestre 2023

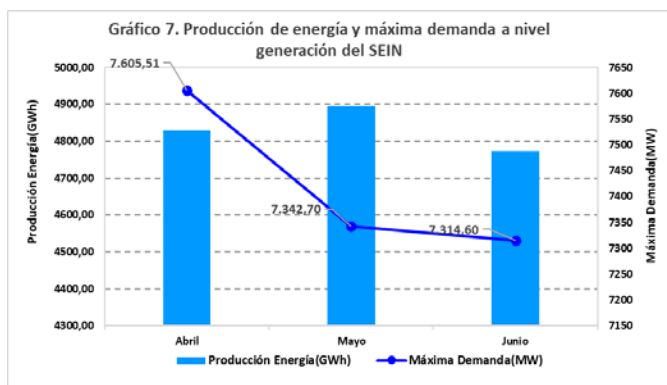


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el segundo trimestre 2023 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en abril con 7605.51 MW y mínima en junio con 7314.60 MW.

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



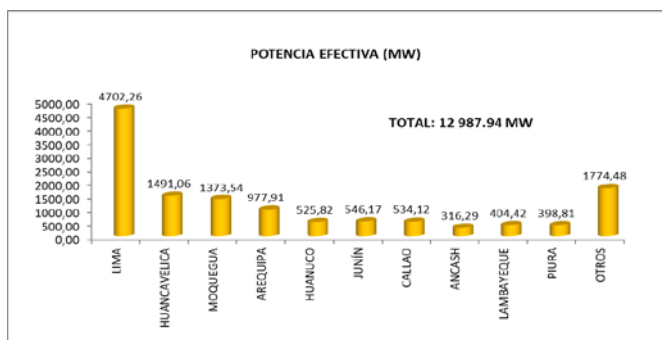
(* Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del segundo trimestre 2023 es de 13 044.88 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4702.26 MW que representa el 36.05%, Huancavelica con 1491.06 MW (11.43%) y Moquegua con 1373.54 MW (10.53%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – junio 2023

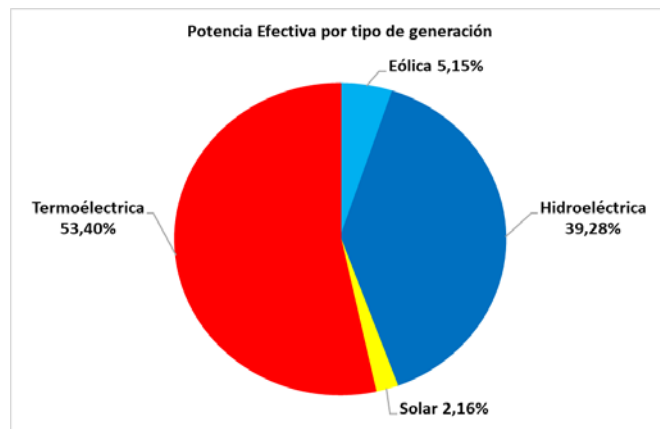


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del segundo trimestre 2023 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6966.51 MW, hidroeléctrica 5123.9 MW, eólica 672.2 MW y solar 282.27 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-junio 2023

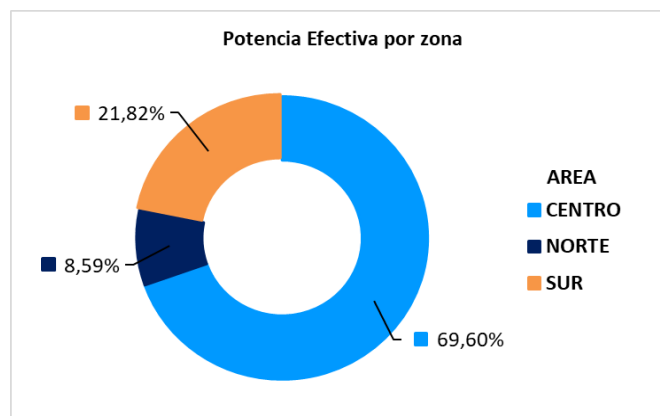


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

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 2023



(* Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2023

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el segundo trimestre 2023, 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 2022. El segundo trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales

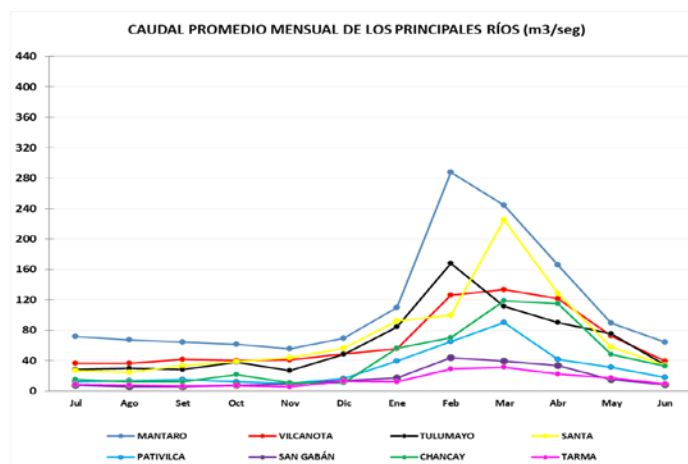
tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos Rímac, Santa Eulalia, Pativilca y Aricota presentan un incremento en 20.08%, 20.08%, 5.19% y 0.95% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - segundo trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m ³ /s) - Junio		VARIACIÓN %
	2022	2023	
MANTARO	78,50	64,24	-18,17%
VILCANOTA	52,22	39,61	-24,14%
TULUMAYO	44,01	34,40	-21,82%
SANTA	40,50	34,32	-15,26%
PATIVILCA	17,29	18,18	5,19%
SAN GABÁN	19,80	8,15	-58,82%
CHANCA Y	33,81	32,51	-3,84%
TARMA	12,76	9,02	-29,32%
CHARCANI V	12,01	10,53	-12,28%
RÍMAC	9,42	11,32	20,08%
SANTA EULALIA	6,42	7,76	20,84%
ARICOTA	1,68	1,70	0,95%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2022-2023

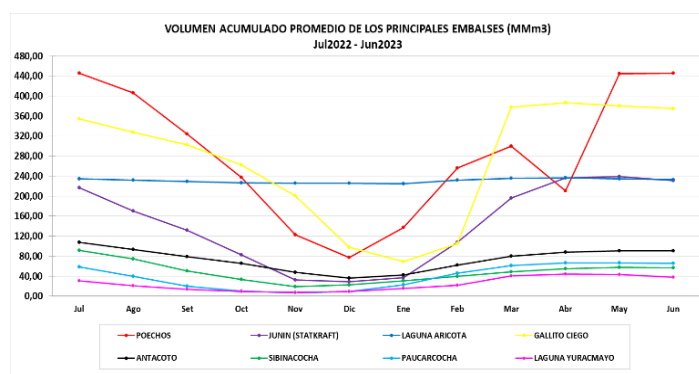


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo julio 2022 – junio 2023, 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 2022 y 2023, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Poechos (-189.50 MMm³), y que en el Embalse Marcapomacocha registró el mayor incremento de 1,87 MMm³ durante el segundo trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al segundo trimestre 2022-2023

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm ³) - Segundo Trimestre		VARIACIÓN
	2022	2023	
POECHOS	1290,00	1100,50	-14,69%
JUNIN (STATKRAFT)	872,47	705,60	-19,13%
LAGUNA ARICOTA	716,37	703,05	-1,86%
GALLITO CIEGO	1140,31	1141,93	0,14%
ANTACOTO	357,72	269,40	-24,69%
SIBINACOCHA	315,44	168,71	-46,52%
PAUCARCOCHA	199,94	199,10	-0,42%
LAGUNA YURACMAYO	132,93	125,22	-5,79%
EMBALSE MALPASO	63,12	59,52	-5,71%
LAGO VICONGA	70,17	65,15	-7,15%
EMBALSE MARCAPOMACOCHA	38,75	40,62	4,82%
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	24,52	10,33	-57,89%
RESERVOIRIO TABLACHACA	7,86	5,48	-30,33%
EMBALSE CHAGLLA	11,35	5,97	-47,40%
EMBALSE HUALLAMAYO	4,47	4,02	-10,11%
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1,36	1,48	8,95%
RESERVOIRIO TULUMAYO	2,29	2,01	-12,32%
COMPENSACION RESTITUCIÓN	1,58	1,42	-9,64%
RESERVOIRIO SAN DIEGO	0,60	0,68	14,21%
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHI	1,01	0,73	-27,71%
EMBALSE PALLCA	1,43	1,22	-15,06%
RESERVOIRIO CHECRAS	0,68	0,89	31,39%
RESERVOIRIO CIRATO	0,92	1,09	18,66%
PRESA SHEQUE	0,52	0,59	14,29%
PRESA HUINCO	0,76	0,59	-23,26%
DIQUE CINCEL	0,38	0,33	-13,02%
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	0,09	0,30	234,66%
PRESA SAN GABAN	0,23	0,13	-42,54%
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%
PRESA SHAPIRINGO	0,23	0,04	-80,53%
DIQUE CAMPANARIO	0,19	0,19	-1,06%

(*) 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 2023.

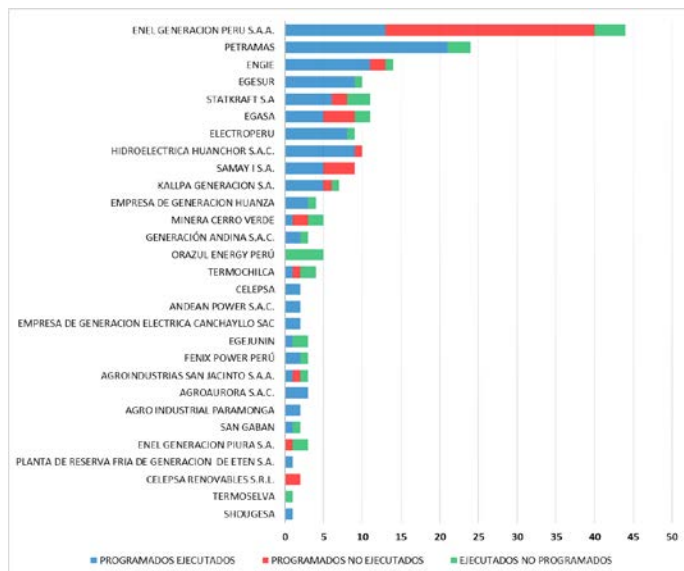
5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

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 2023, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total se efectuaron 278 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 118 fueron programados ejecutados y 36 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 48 actividades programadas y se ejecutaron 76 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico 13. Mantenimiento mayor en generación por empresa segundo trimestre 2023.

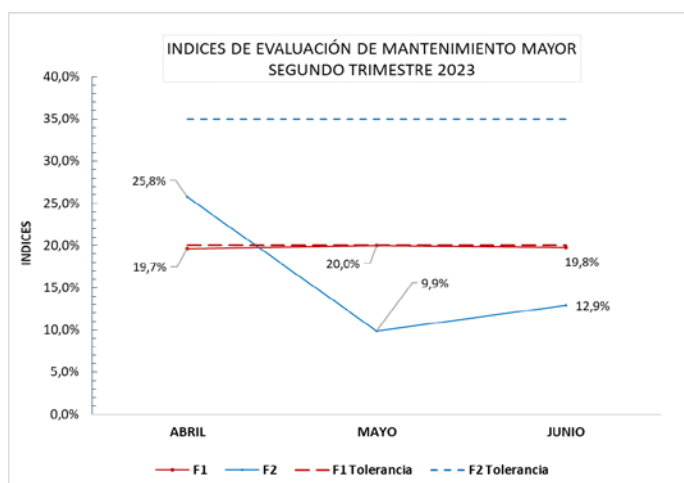


(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 2023 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

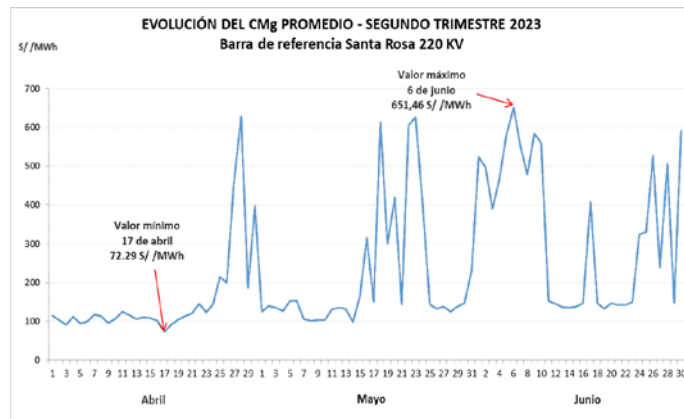
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del segundo trimestre 2023 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) 2023, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 06 de junio con 651.46 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró el 17 de abril con 72.29 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 234.05 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

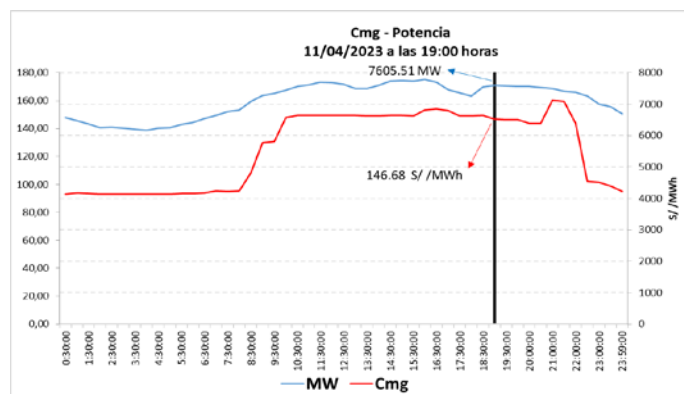


(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2023

La máxima demanda coincidente del SEIN en el segundo trimestre fue el 11/04/2023 a las 19:00 h donde se alcanzó 7605.51 MW, el CMg en dicho punto fue de 146.68 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el segundo trimestre 2023 los costos operativos ascendieron a 815.30 millones de soles, presentando un incremento de 271.61 millones de soles respecto del segundo trimestre 2022. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en abril, mayo y junio del segundo trimestre del 2023 son muy superiores respecto al 2022. Esto se debe a 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.

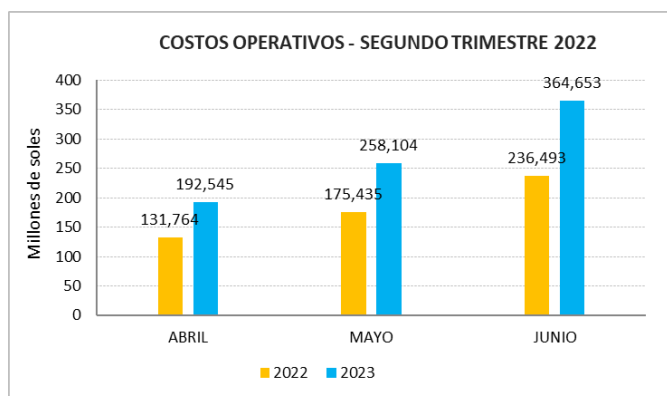
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./ kWh) 26/06/2022	CV (S./ kWh) 26/06/2023	Var (%)
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS3 TG 5 - GAS	86,75	147,56	70,11%
ENEL GENERACION PIURA S.A.	MALACAS1 TG 6 - GAS	102,51	112,49	9,73%
EGESUR	INDEPENDENCIA GAS	108,86	119,11	9,42%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	179,24	195,60	9,13%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	148,96	162,03	8,77%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	146,83	159,58	8,68%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	143,64	153,41	6,80%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	149,13	157,76	5,78%
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	149,69	158,28	5,73%
FENIX POWER PERU	FENIX GT11 - GAS	143,18	151,35	5,71%
FENIX POWER PERU	FENIX GT12 - GAS	142,39	150,52	5,71%
TERMOCHILCA	OLLEROS TG1 - GAS	152,25	160,91	5,69%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 2 - GAS	139,17	145,61	4,63%
TERMOSELVA	AGUAYTIA TG 1 - GAS	140,14	146,55	4,57%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 4 - D2	593,33	599,51	1,04%
KALLPA GENERACION S.A.	LFILORES TG1 GAS	146,78	148,15	0,93%

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

En el mes de junio se percibió el mayor costo de Operación (364.65 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – segundo trimestre



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL SEGUNDO TRIMESTRE 2023

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

- Aprobar el Balance Nacional de Energía 2021 mediante el informe N°0574-2023-MINEM/OGAJ emitido por la Oficina de Asesoría Jurídica.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 244-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa Engie Energía Perú S.A., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica para la "Línea de Transmisión 220 kV S.E. Hanaqapampa - Interconexión 220 kV en las nuevas estructuras T68A y T68B de la Línea de Transmisión 220kV S.E. Ilo 2 – S.E. Moquegua (L-2027)".

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 203-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa KALLPA GENERACIÓN S.A., la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el proyecto "Línea de Transmisión en 220 kV S.E. Sunny - S.E. San José", ubicada en el distrito de La Joya, provincia y departamento de Arequipa.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 186-2023-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 SIDERPERU Y ENEL X PONEN EN MARCHA PRIMERA PLANTA SOLAR EN CHIMBOTE

Enel X Perú y Siderperu pusieron en marcha la primera planta solar implementada en el complejo siderúrgico de la empresa, ubicado en Chimbote. Esta iniciativa se enmarca dentro del contrato entre Enel Generación Perú y Siderperu, para el suministro de energía proveniente de fuentes renovables, por los próximos 12 años. El sistema fotovoltaico está compuesto por más de 900 paneles solares con capacidad de producir 500 kWp, con estructuras fijas, instalados sobre suelo, y con el que se espera generar aproximadamente 850,000 kWh de energía al año, evitando la emisión de 170 toneladas de CO2 a la atmósfera.



(*) Fuente: Rubo minero

<https://acortar.link/P8P9wn>

8.2 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA CON ECUADOR SE LICITARÁ A FINES DE JULIO.

Los inversionistas esperan la última versión 'corregida' del contrato de concesión para lanzar sus ofertas, señala Carlos Mario Caro, presidente de CIER y gerente general de ISA Inter Colombia. Las empresas precalificadas para adjudicarse el proyecto de US\$ millones (sin IGV) son: Celeo Redes, Cobra Instalaciones y Servicios, Interconexión Eléctrica y Alupar Perú.



(*) Fuente: El comercio.

<https://acortar.link/QWP7hG>