



# Osinergmin

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

## PRINCIPALES INDICADORES DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO NACIONAL



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

### PRIMER 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 primer 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 m<sup>3</sup>/s y volúmenes en millones de m<sup>3</sup>.

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 primer trimestre del 2023 en millones de soles.

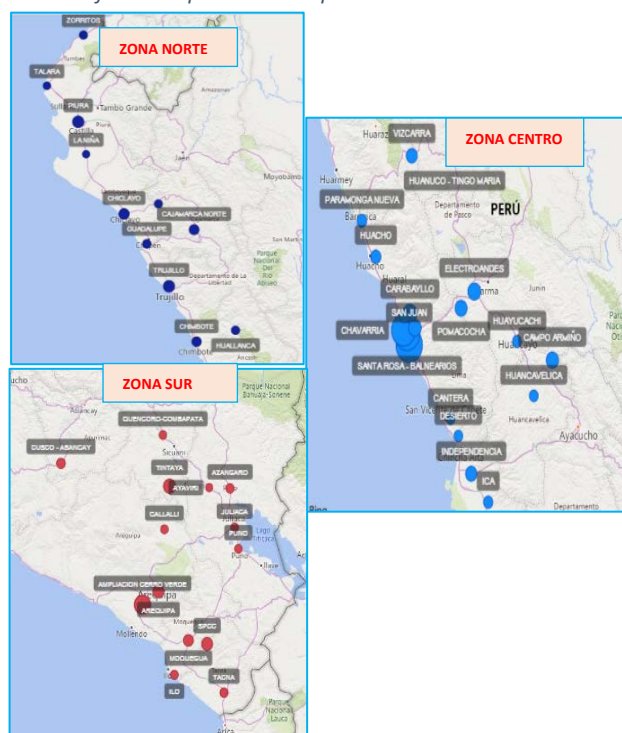
## 2 DEMANDA

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 primer trimestre del 2023 aumento respecto al primer trimestre del 2022 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ilo y Callalli registraron las mayores variaciones con 37.10% y 15.12% respectivamente, en la zona centro las barras Marcona, Chavarría y San Juan registraron las mayores variaciones con 22.21%, 8.09% y 7.93%, finalmente en la zona norte las barras Talara y La niña registraron las mayores variaciones con 135.60% y 24.74%.

La barra San Juan de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 117.80 GWh, en la zona sur la barra Ampliación Cerro Verde en un 26.35 GWh y en la zona norte la barra Talara aumentó en 49.02 GWh.

En el primer trimestre del 2022 se reactivaron en su totalidad las actividades de medianos y grandes consumidores y en efecto la demanda se normalizó, por tal motivo en el primer trimestre del 2023 se aprecia un aumento relativo del 1.98%.

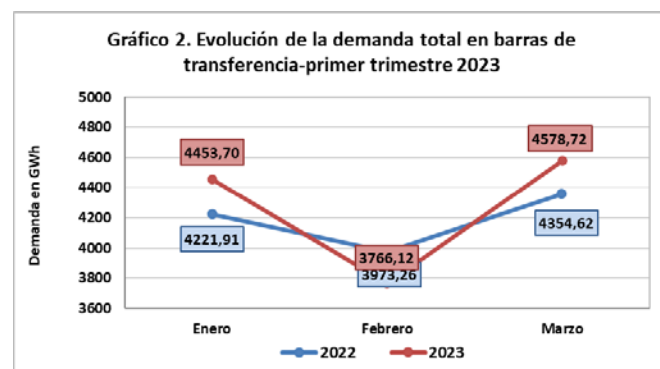
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-primer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2022	DEMANDA (GWh) 2023	VARIACIÓN
<b>ÁREA CENTRO</b>	<b>7875,13</b>	<b>8036,67</b>	<b>2,05%</b>
SAN JUAN	1485,81	1603,61	7,93%
CHAVARRIA	1129,38	1220,70	8,09%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1242,33	1269,44	2,18%
ELECTROANDES	459,91	361,02	-21,50%
INDEPENDENCIA	374,30	373,84	-0,12%
CAJAMARQUILLA	348,64	372,09	6,73%
VIZCARRA	265,88	250,12	-5,93%
ZAPALLAL	182,37	190,49	4,46%
HUANUCO - TINGO MARIA	111,56	116,34	4,28%
PARAMONGA NUEVA	111,75	101,96	-8,76%
POMACOCCHA	372,01	388,60	4,46%
MARCONA	311,28	380,43	22,21%
PUCALLPA - AGUAYTIA	91,68	94,61	3,20%
CAMPO ARMIÑO	348,13	371,76	6,79%
HUAYUCACHI	76,64	79,43	3,65%
DESERTO	66,01	63,62	-3,63%
ICA	112,42	107,21	-4,64%
HUACHO	141,80	145,81	2,83%
HUANCAVELICA	71,42	73,55	2,98%
CANTERA	50,53	50,65	0,24%
CARABAYLLO	521,30	421,41	-19,16%
<b>ÁREA NORTE</b>	<b>1920,11</b>	<b>1988,51</b>	<b>3,56%</b>
TRUJILLO	353,45	375,59	6,26%
PIURA	395,97	409,47	3,41%
CAJAMARCA NORTE	196,42	183,66	-6,50%
CHIMBOTE	215,70	210,06	-2,61%
CHICLAYO	262,49	275,19	4,84%
GUADALUPE	126,89	119,90	-5,51%
HUALLANCA	111,09	107,66	-3,09%
ZORRITOS	88,22	79,82	-9,52%
CARHUAQUERO	110,43	112,93	2,27%
TALARA	36,15	85,17	135,60%
LA NIÑA	23,30	29,06	24,74%
<b>ÁREA SUR</b>	<b>2754,54</b>	<b>2773,36</b>	<b>0,68%</b>
SPCC	288,73	310,99	7,71%
AMPLIACION CERRO VERDE	887,63	913,98	2,97%
AREQUIPA	359,19	372,42	3,68%
TINTAYA	443,29	411,11	-7,26%
CUSCO - ABANCAY	132,60	137,94	4,03%
CALLALLI	41,17	47,40	15,12%
TACNA	87,68	91,17	3,97%
JULIACA	51,27	49,17	-4,08%
AZANGARO	120,63	92,93	-22,96%
PUNO	31,21	29,92	-4,12%
QUENCORO-COMBAPATA	40,99	44,63	8,89%
ILO	52,48	71,95	37,10%
MOQUEGUA	212,12	195,40	-7,88%
AYAVIRI	5,56	4,36	-21,57%
<b>TOTAL</b>	<b>12549,79</b>	<b>12798,54</b>	<b>1,98%</b>

(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

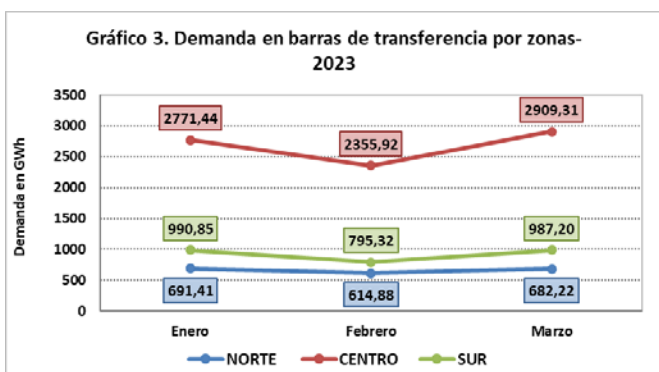
### 2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del primer trimestre 2023 respecto del primer trimestre 2022. Se observa que, en los meses de enero, febrero y marzo, el crecimiento de la demanda fue de 5.49%, -5.21% y 5.15% respectivamente. Siendo el mayor incremento en enero con 231.79 GWh más que en enero 2022.



(\*) 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 2023 respecto al 2022.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2022			DEMANDA (GWh)-2023		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Enero	674,65	2601,11	946,15	691,41	2771,44	990,85
Febrero	594,12	2485,85	893,29	614,88	2355,92	795,32
Marzo	651,34	2788,18	915,11	682,22	2909,31	987,20
<b>Total</b>	<b>1920,11</b>	<b>7875,13</b>	<b>2754,54</b>	<b>1988,51</b>	<b>8036,67</b>	<b>2773,36</b>

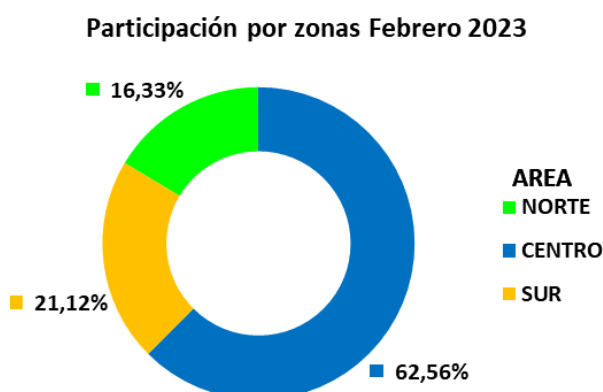
(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el primer trimestre del año 2023 respecto al mismo periodo del año 2022 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 2.05% (161.53 GWh), en la zona sur de 0.68% (18.82 GWh) y en la zona norte de 3.56% (68.40 GWh).

## 2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al primer trimestre 2023, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de febrero. La participación de la zona centro con 62.56%, en la zona sur con 21.12% y en la zona norte con un 16.33%.

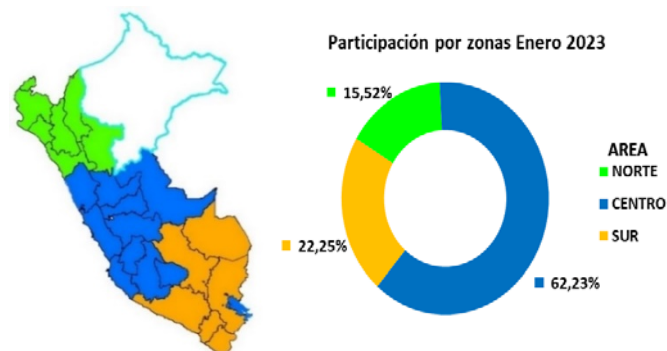
Gráfico 4. Participación por zonas febrero 2023



(\*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En enero 2023, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62.23%, en la zona sur 22.25%, en la zona norte 15.52%.

Gráfico 5. Participación por zonas primer 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 Piura, Ica, Ayacucho y Huancavelica con 14.99%, 12.57%, 6.14% y 6.14%, respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Madre de dios (-15.47%), Puno (-15.47%), Tumbes (-9.52%), Pasco (-8.75%) y Junín Huancayo (-8.75%).

Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-primer trimestre 2023

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2022	DEMANDA (GWh)-2023	VARIACIÓN
<b>CENTRO</b>	<b>7875,13</b>	<b>8036,67</b>	<b>2,05%</b>
ANCASH	265,88	250,12	-5,93%
AYACUCHO	271,24	287,89	6,14%
HUANCAVELICA	148,31	157,42	6,14%
HUANUCO	111,56	116,34	4,28%
ICA	489,72	551,25	12,57%
PASCO	151,28	138,04	-8,75%
JUNIN_HUANCAYO	757,28	691,01	-8,75%
CALLAO	536,47	552,00	2,90%
LIMA	5051,73	5197,99	2,90%
UCAYALI	91,68	94,61	3,20%
<b>NORTE</b>	<b>1920,11</b>	<b>1988,51</b>	<b>3,56%</b>
ANCASH	326,79	317,72	-2,78%
SAN MARTIN	117,31	113,39	-3,34%
CAJAMARCA	189,54	183,20	-3,34%
LA LIBERTAD_PERÚ	480,34	495,49	3,15%
LAMBAYEQUE	262,49	275,19	4,84%
PIURA	455,42	523,70	14,99%
TUMBES	88,22	79,82	-9,52%
<b>SUR</b>	<b>2754,54</b>	<b>2773,36</b>	<b>0,68%</b>
APURIMAC	132,60	137,94	4,03%
AREQUIPA	1287,99	1333,79	3,56%
CUSCO	484,28	455,74	-5,89%
MOQUEGUA	553,33	578,34	4,52%
MADRE DE DIOS	25,71	21,73	-15,47%
PUNO	182,96	154,66	-15,47%
TACNA	87,68	91,17	3,97%
<b>TOTAL</b>	<b>12549,79</b>	<b>12798,54</b>	<b>1,98%</b>

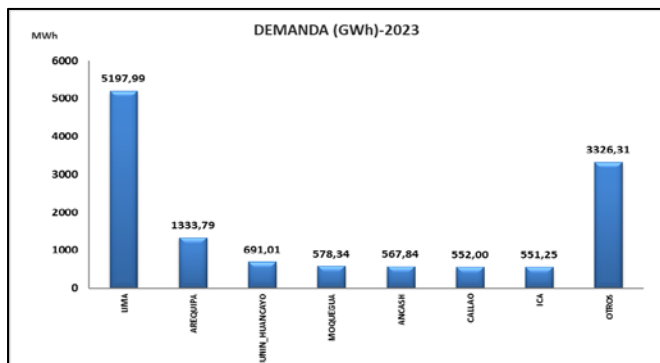
(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de enero a marzo del 2023 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 21.73 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5197.99 GWh, seguida de Arequipa,



Junín y Moquegua con 1333.79 GWh, 691.01 GWh y 578.34 GWh respectivamente.

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

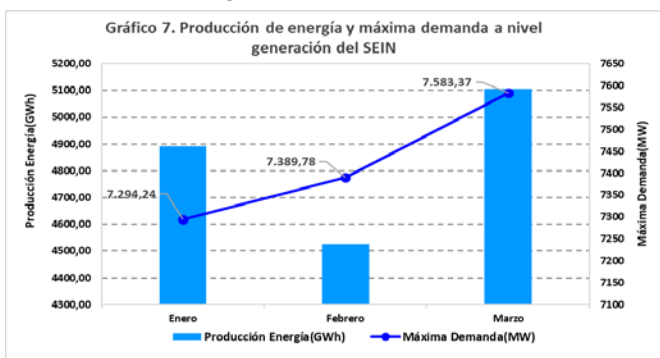


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el primer trimestre 2023 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en marzo con 7583.37 MW y mínima en marzo con 7294.24 MW.

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



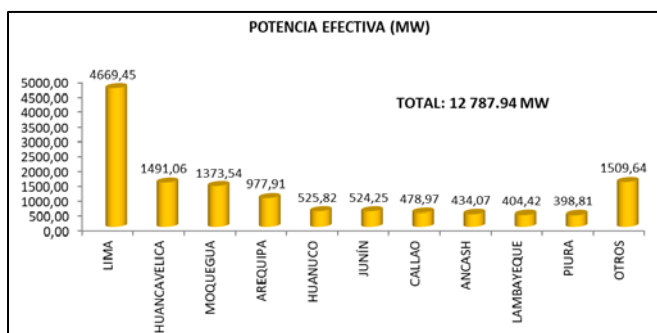
(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 3 OFERTA DE ENERGÍA

### 3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del primer trimestre 2023 es de 12 787.94 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4669.45 MW que representa el 36.51%, Huancavelica con 1491.06 MW (11.66%) y Moquegua con 1373.54 MW (10.74%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – marzo 2023

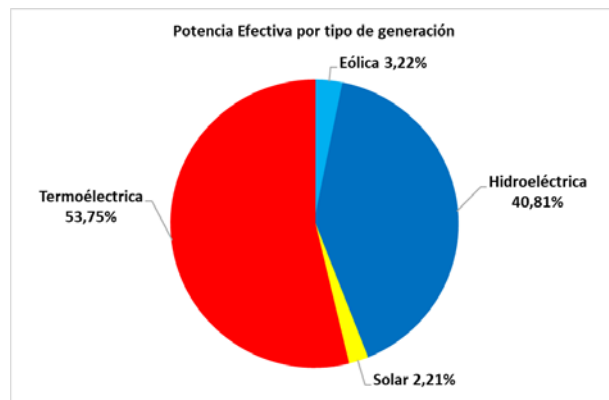


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del primer trimestre 2023 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6874.08 MW, hidroeléctrica 5219.39 MW, eólica 412.2 MW y solar 282.27 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

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

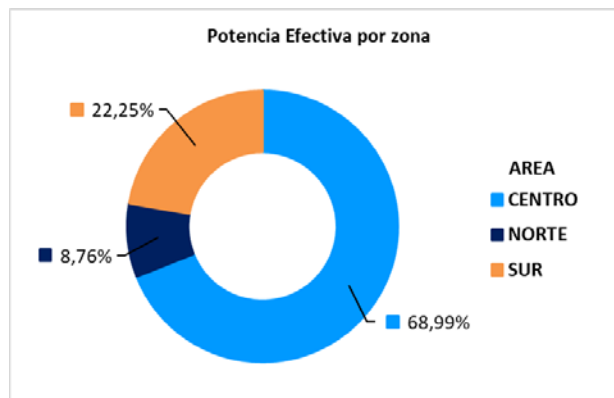


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

## 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 - marzo 2023



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

## 4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL PRIMER TRIMESTRE DEL 2023

### 4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el primer 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 primer trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden a aumentar. En el caso del caudal de los ríos Santa Gabán, Vilcanota, Tarma

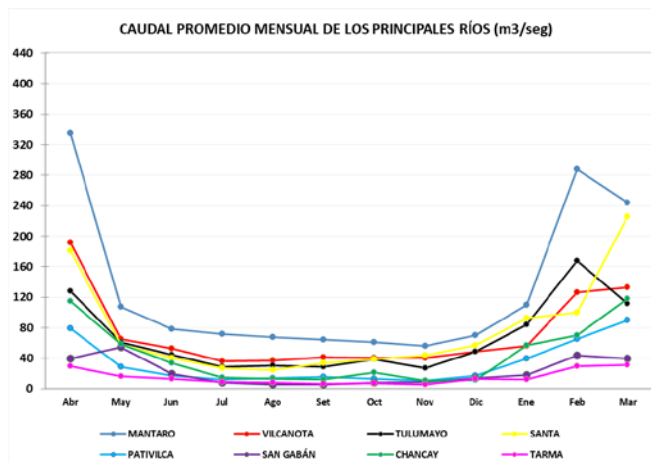
y Mantaro presentan una disminución en -61.10%, -58.79%, -42.89% y -42.66% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - primer trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m <sup>3</sup> /s) - Marzo		VARIACIÓN %
	2022	2023	
MANTARO	425,76	244,14	-42,66%
VILCANOTA	322,85	133,04	-58,79%
TULUMAYO	179,96	111,21	-38,20%
SANTA	229,37	225,36	-1,75%
PATIVILCA	97,97	90,01	-8,12%
SAN GABÁN	101,91	39,64	-61,10%
CHANCAY	156,54	118,36	-24,39%
TARMA	54,77	31,28	-42,89%
CHARCANI V	13,88	10,05	-27,62%
RÍMAC	27,67	24,23	-12,41%
SANTA EULALIA	19,36	17,97	-7,16%
ARICOTA	3,65	2,14	-41,48%

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

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m<sup>3</sup>/s) 2022-2023

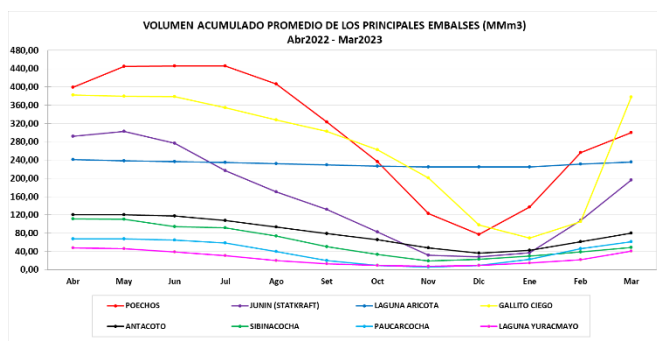


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE

### 4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo abril 2022 – marzo 2023, muestra el siguiente comportamiento.

Gráfico12. 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 2022 y 2023, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en Gallito ciego (-383.11 MMm3), y que en la presa Huinco registró el mayor incremento de 79,75 MMm3 durante el primer trimestre.

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

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Primer Trimestre		VARIACIÓN
	2022	2023	
POECHOS	769,90	693,90	-9,87%
JUNIN (STATKRAFT)	705,26	341,10	-51,64%
LAGUNA ARICOTA	720,50	692,33	-3,91%
GALLITO CIEGO	935,57	552,47	-40,95%
ANTACOTO	274,37	184,43	-32,78%
SIBINACOCHA	298,87	118,22	-60,44%
PAUCARCOCHA	112,33	130,56	16,22%
LAGUNA YURACMAYO	102,82	77,27	-24,84%
EMBALSE MALPASO	68,20	63,47	-6,93%
LAGO VICONGA	38,63	35,98	-6,85%
EMBALSE MARCAPOMACOCHA	28,22	30,31	7,41%
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	37,00	31,88	-13,83%
RESERVOIRIO TABLACHACA	15,05	9,73	-35,34%
EMBALSE CHAGLLA	31,79	25,88	-18,60%
EMBALSE HUALLAMAYO	4,81	4,80	-0,27%
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1,27	1,42	11,86%
RESERVOIRIO TULUMAYO	2,17	2,24	2,99%
COMPENSACION RESTITUCIÓN	0,99	0,96	-3,43%
RESERVOIRIO SAN DIEGO	1,63	1,58	-2,65%
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0,47	0,38	-18,75%
EMBALSE PALLCA	1,38	1,38	-0,14%
RESERVOIRIO CHECRAS	1,15	0,63	-44,74%
RESERVOIRIO CIRATO	1,14	1,26	10,35%
PRESA SHEQUE	0,85	0,87	2,24%
PRESA HUINCO	0,43	80,18	18375,35%
DIQUE CINCEL	0,15	0,40	171,43%
RESERVOIRIO CAPILLUCAS	1,64	1,20	-26,70%
PRESA SAN GABAN	0,44	0,44	0,68%
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0,14	0,14	0,00%
PRESA SHAPIRINGO	0,52	0,53	2,31%
DIQUE CAMPANARIO	0,15	0,16	6,04%

(\*) 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 primer trimestre 2023.

### 5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

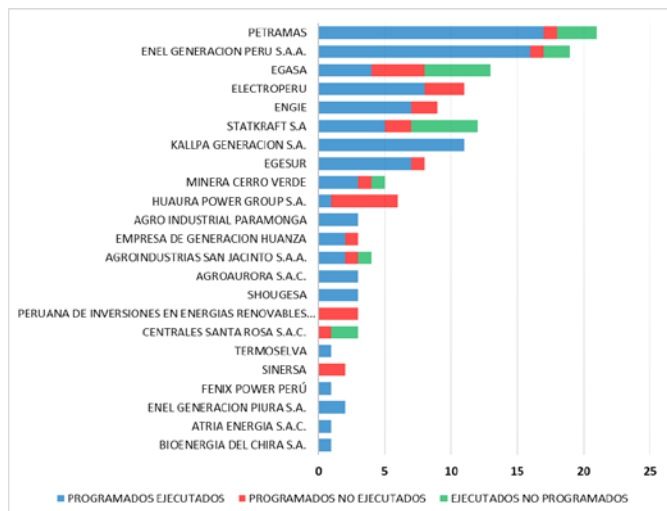
Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

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 primer 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 117 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 98 fueron programados ejecutados y 19 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 28 actividades programadas y se ejecutaron 44 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

Gráfico13. Mantenimiento mayor en generación por empresa primer trimestre 2023.

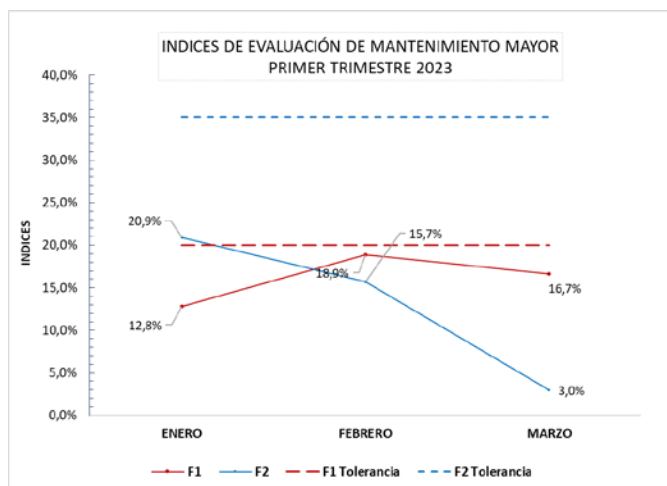


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 primer trimestre 2023 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

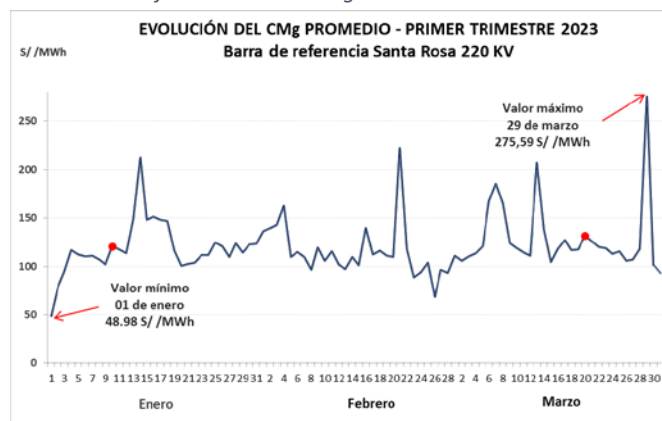
## 6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del primer trimestre 2023 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) 2023, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 29 de marzo con 275.59 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 01 de enero con 48.98 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 121.23 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

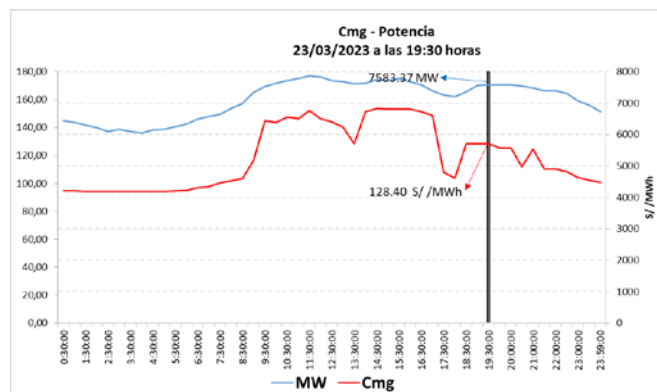


(\*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

### 6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL PRIMER TRIMESTRE 2023

La máxima demanda coincidente del SEIN en el primer trimestre fue el 23/03/2023 a las 19:30 h donde se alcanzó 7583.36 MW, el CMg en dicho punto fue de 128.40 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

### 6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el primer trimestre 2023 los costos operativos ascendieron a 600.31 millones de soles, presentando un incremento de 192.37 millones de soles respecto del primer trimestre 2022. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en enero, febrero y marzo del primer 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.

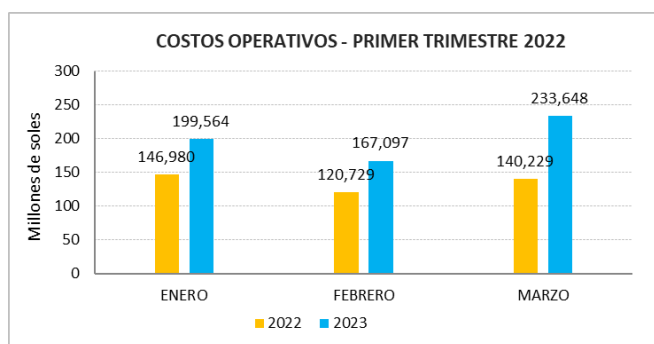
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (S./KWh) 26/06/2021	CV (S./KWh) 26/03/2022	Var (%)
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	146,68	164,47	12,12%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	144,59	161,99	12,03%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA TG8 - GAS	147,62	164,96	11,75%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI5 - GAS	176,50	195,29	10,64%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	141,44	155,82	10,17%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	146,86	160,25	9,12%
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	147,39	160,75	9,07%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	146,42	159,65	9,03%
TERMOCILCA	OLLEROS TG1 - GAS	149,88	163,29	8,95%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT11 - GAS	141,03	153,62	8,93%
FENIX POWER PERÚ	FENIX GT12 - GAS	140,25	152,77	8,92%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	139,39	151,77	8,88%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI6 - GAS	176,09	191,67	8,85%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG4 - GAS	145,96	158,57	8,64%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG3 - GAS	144,67	157,16	8,64%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	107,64	116,87	8,58%

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

En el mes de enero se percibió el mayor costo de Operación (146.98 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – primer trimestre



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

## 7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL PRIMER TRIMESTRE 2023

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

- Otorgar a favor de la empresa Engie Energía Perú S.A. la primera modificación al contrato de concesión N° 564-2021, a fin de incrementar la potencia instalada del proyecto “Central Eólica Punta Lomitas”, ubicada en el distrito de Ocucaje, provincia y departamento de Ica, de 260 MW a 296,4 MW

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 128-2023-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ECORER S.A.C. la concesión temporal para desarrollar estudios de factibilidad de generación de energía eléctrica en la futura “Central eólica Acari 2”, con una potencia estimada de 50 MW, que se desarrollarán en el distrito de Bella Unión, provincia de Caraveli y departamento de Arequipa.

[RESOLUCION MINISTERIAL N° 129-2023-MINEM/DM](#)

- Aprobar propuesta de base tarifaria de los refuerzos considerados como vinculantes en el plan de transmisión 2023-2032 aprobado mediante R.M. N° 459-2022-MINEM/DM.

Item/Proyecto (*)	Descripción del Proyecto (*)	Titular	Base Tarifaria CIMA USD
1	Eólica 500 kW Chilca CTM-Carabaylo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM - - Sumar Transformador 500/220 kV en SE Chilca - Reacciones de Núcleo de aire serie 220 kV entre SE Chilca Uto-Chilca CTM	Transmisionero	2 831 203 339 109
2	Equipo FACTS Serie de control de RSC en LT 500 kV Píoma-Colcabamba e instalaciones asociadas -FACTS Serie (Equipo de Control de Resonancia Subsíncrona) en LT 500 kV Píoma-Colcabamba en SE Píoma	Transmisionero	5 053 006
3	Repotenciación LT 138 kV Amanilla-Huancayo, Amanilla-Parapacha y Ampliación de SE Amanilla (Proyecto ITC)	REP	1 065 070

[RESOLUCION N° 044-2023-OS/CD](#)

## 8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

### 8.1 MINEM: HIDROGENO VERDE ES LA CLAVE PARA IMPULSAR EL DESARROLLO DE ENERGÍAS LIMPIAS

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) considera prioritario evaluar el desarrollo de las energías alternativas, entre ellas el Hidrógeno Verde, que constituye una fuente energética clave para reconfigurar la matriz energética nacional e incrementar la seguridad energética e impulsar el desarrollo de energías limpias en nuestro país. Por tal motivo se dispuso de la creación de un Grupo de Trabajo Multisectorial de naturaleza temporal que según lo dispuesto por la Resolución Ministerial N° 165-2023-MINEM/DM, refrendada por el ministro Oscar Vera Gargurevich, este grupo de trabajo será presidido por el viceministro de Electricidad, Jaime Luyo Kuong, y tendrá una vigencia de 180 días calendario para desarrollar sus funciones.



(\*) Fuente: energías renovables

<https://acortar.link/c4ZNOA>

### 8.2 SE REQUIERE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN POR US\$1,570 MILLONES PARA EVIAR APAGONES.

Empresarios señalan que modificaciones normativas para aprobar los planes de transmisión eléctrica han generado demoras y postergaciones en su desarrollo en el país. ProInversión incluyó recientemente en su cartera de APPs a promocionar ante el sector privado, 18 proyectos para instalar redes de alta tensión por US\$ 869 millones, que forman parte del Plan de Transmisión 2023-2032, por encargo del Ministerio de Energía y Minas (Minem).



(\*) Fuente: Diario Gestión

<https://acortar.link/sEPpO3>