

ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SEIN



C.H. SANTA ROSA II



REPRESA CERRO DEL AGUILA

BOLETÍN CUARTO TRIMESTRE

2022



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 2022.

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

Las estadísticas del cumplimiento de la ejecución del mantenimiento mayor se realizaron en el marco del “Procedimiento para la Supervisión de la Gestión de la Coordinación y Programación de los Programas Mensuales de Mantenimiento Mayor de la Actividad de Generación Aprobados por el COES-SINAC” (Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería N° 221-2011-OS/CD).

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 2022 en millones de soles.



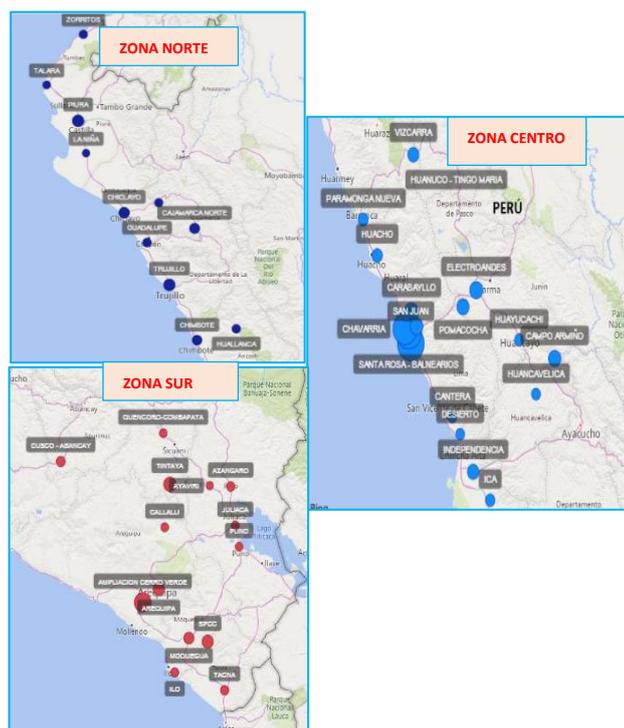
1 DEMANDA

Las demandas en las barras de transferencia no equivalen 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.

1.1 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

1.2 DEMANDA DE ENERGÍA EN BARRAS DE TRASFERENCIA

El consumo de energía de algunas de las barras de transferencia en el cuarto trimestre del 2022 disminuyó respecto al cuarto trimestre del 2021 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ilo y SPCC registraron las mayores variaciones con 29.35% y 9.90% respectivamente, en la zona centro las barras Campo Armiño, Marcona e Independencia registraron las mayores variaciones con 16.58%, 15.45% y 14.80%, finalmente en la zona norte las barras Talara y Trujillo registraron las mayores variaciones con 178.40% y 7.59%.

La barra Campo Armiño de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de la demanda con 54.28 GWh, en la zona sur la barra Ampliación Cerro Verde en 68.02 GWh y en la zona norte la barra Talara aumentó en 50.81 GWh.

En el cuarto trimestre del 2021 se reactivaron en su totalidad las actividades de medianos y grandes consumidores y en efecto la demanda se normalizó, sin embargo, en el cuarto trimestre del 2022 se observa una disminución del -6.54%, comparado con el cuarto trimestre del 2021.

Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-cuarto trimestre

BARRAS DE TRASFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2021	DEMANDA (GWh) 2022	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	7868.11	6819.03	-13.33%
SAN JUAN	1450.21	1195.18	-17.59%
CHAVARRIA	1172.64	907.12	-22.64%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1247.70	910.21	-27.05%
ELECTROANDES	495.04	497.76	0.55%
INDEPENDENCIA	338.81	388.96	14.80%
CAJAMARQUILLA	371.17	256.20	-30.97%
VIZCARRA	254.95	275.92	8.22%
ZAPALLAL	184.14	152.40	-17.24%
HUANUCO - TINGO MARIA	109.63	118.28	7.89%
PARAMONGA NUEVA	105.15	99.16	-5.70%
POMACOCOA	376.46	372.55	-1.04%
MARCONA	308.99	356.72	15.45%
PUCALLPA - AGUAYTIA	99.27	105.55	6.32%
CAMPO ARMIÑO	327.45	381.73	16.58%
HUAYUCACHI	79.93	82.96	3.79%
DESIERTO	69.51	69.27	-0.34%
ICA	115.42	102.52	-11.18%
HUACHO	137.31	92.74	-32.46%
HUANCVELICA	75.54	79.16	4.78%
CANTERA	49.15	45.83	-6.75%
CARABAYLLO	499.64	328.80	-34.19%
ÁREA NORTE	1914.71	2004.88	4.71%
TRUJILLO	355.59	382.60	7.59%
PIURA	398.87	390.47	-2.11%
CAJAMARCA NORTE	194.79	193.77	-0.53%
CHIMBOTE	199.93	205.74	2.91%
CHICLAYO	264.18	271.13	2.63%
GUADALUPE	130.86	125.27	-4.27%
HUALLANCA	116.25	124.47	7.07%
ZORRITOS	83.80	84.32	0.61%
CARHUQUERO	116.96	122.34	4.60%
TALARA	28.48	79.29	178.40%
LA NIÑA	24.97	25.49	2.07%
ÁREA SUR	2882.73	3013.50	4.54%
SPCC	336.51	369.83	9.90%
AMPLIACION CERRO VERDE	884.40	952.42	7.69%
AREQUIPA	391.09	401.94	2.77%
TINTAYA	456.14	436.05	-4.40%
CUSCO - ABANCAJ	164.92	172.52	4.61%
CALLALI	52.26	51.63	-1.21%
TACNA	83.05	86.27	3.88%
JULIACA	53.01	55.60	4.88%
AZANGARO	131.25	140.18	6.80%
PUNO	32.93	32.69	-0.73%
QUENCORO-COMBAPATA	48.97	47.69	-2.61%
ILO	58.26	75.36	29.35%
MOQUEGUA	182.90	187.01	2.24%
AYAVIRI	7.03	4.30	-38.80%
TOTAL	12665.55	11837.42	-6.54%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

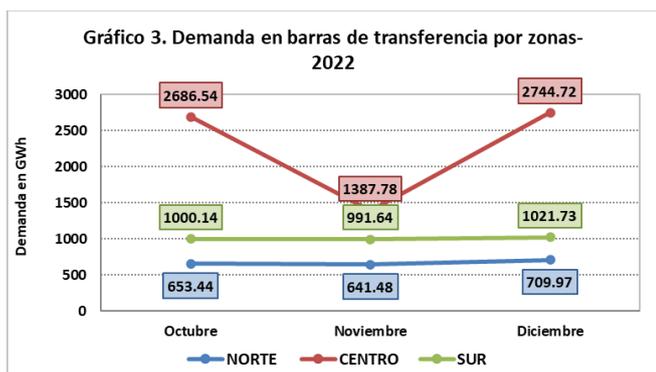
1.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del cuarto trimestre 2022 respecto del cuarto trimestre 2021. Se observa que, en los meses de octubre, noviembre y diciembre, el crecimiento de la demanda fue de 2.05%, -26.67% y 4.27% respectivamente. Siendo el mayor incremento en diciembre con 183.41 GWh más que en diciembre 2021.



(*) 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 2022 respecto al 2021.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2021			DEMANDA (GWh)-2022		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Octubre	635.96	2652.28	964.62	653.44	2686.54	1000.14
Noviembre	621.06	2579.65	918.97	641.48	1387.78	991.64
Diciembre	657.69	2636.18	999.14	709.97	2744.72	1021.73
Total	1914.71	7868.11	2882.73	2004.88	6819.03	3013.50

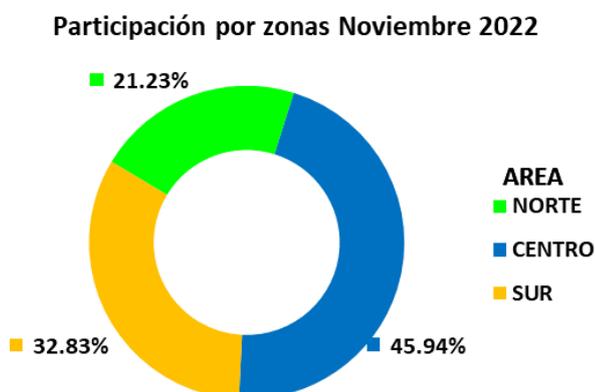
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el cuarto trimestre del año 2022 respecto al mismo periodo del año 2021 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de -13.33% (-1049.08 GWh), en la zona sur de 4.54% (130.78 GWh) y en la zona norte de 4.71% (90.17 GWh).

1.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al cuarto trimestre 2022, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de noviembre. La participación de la zona centro con 45.94%, en la zona sur con 32.83% y en la zona norte con un 21.23%.

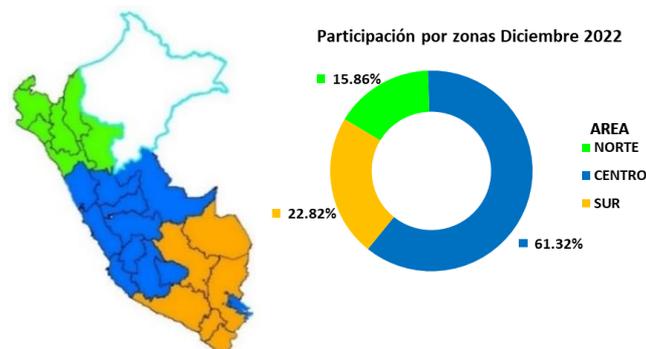
Gráfico 4. Participación por zonas noviembre 2022



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En diciembre 2022, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 61.32%, en la zona sur 22.82%, en la zona norte 15.86%.

Gráfico 5. Participación por zonas cuarto trimestre 2022



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

1.5 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 2021 fueron Ayacucho, Huancavelica y Piura con 14.37%, 14.37% y 9.49% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Callao (-21.23%), Lima (-21.23%) y Cusco (-4.23%).

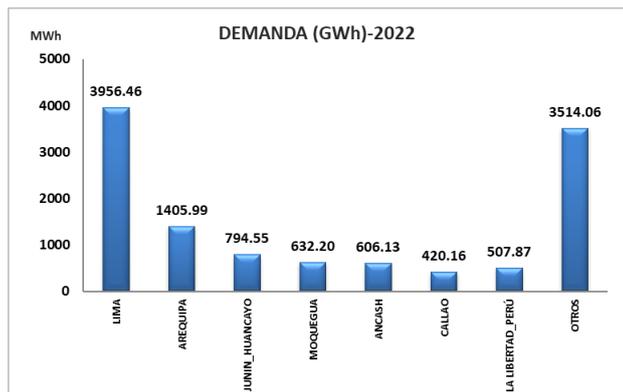
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-cuarto trimestre 2022

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2021	DEMANDA (GWh)-2022	VARIACIÓN
CENTRO	7868.11	6819.03	-13.33%
ANCASH	254.95	275.92	8.22%
AYACUCHO	260.54	297.97	14.37%
HUANCAVELICA	142.46	162.92	14.37%
HUANUCO	109.63	118.28	7.89%
ICA	493.91	528.51	7.00%
PASCO	158.41	158.72	0.19%
JUNIN_HUANCAYO	793.01	794.55	0.19%
CALLAO	533.37	420.16	-21.23%
LIMA	5022.55	3956.46	-21.23%
UCAYALI	99.27	105.55	6.32%
NORTE	1914.71	2004.88	4.71%
ANCASH	316.19	330.22	4.44%
SAN MARTIN	119.18	120.85	1.40%
CAJAMARCA	192.57	195.26	1.40%
LA LIBERTAD_PERÚ	486.46	507.87	4.40%
LAMBAYEQUE	264.18	271.13	2.63%
PIURA	452.33	495.24	9.49%
TUMBES	83.80	84.32	0.61%
SUR	2882.73	3013.50	4.54%
APURIMAC	164.92	172.52	4.61%
AREQUIPA	1327.75	1405.99	5.89%
CUSCO	505.11	483.75	-4.23%
MOQUEGUA	577.67	632.20	9.44%
MADRE DE DIOS	27.63	28.68	3.81%
PUNO	196.60	204.10	3.81%
TACNA	83.05	86.27	3.88%
TOTAL	12665.55	11837.42	-6.54%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de octubre a diciembre del 2022 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 28.68 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 3956.46 GWh, seguida de Arequipa, Junín_Huancayo, Moquegua y Ancash con 1405.99 GWh, 794.55 GWh, 632.20 GWh, y 606.13 GWh respectivamente.

Gráfico 6. Demanda de energía por región-cuarto trimestre 2022

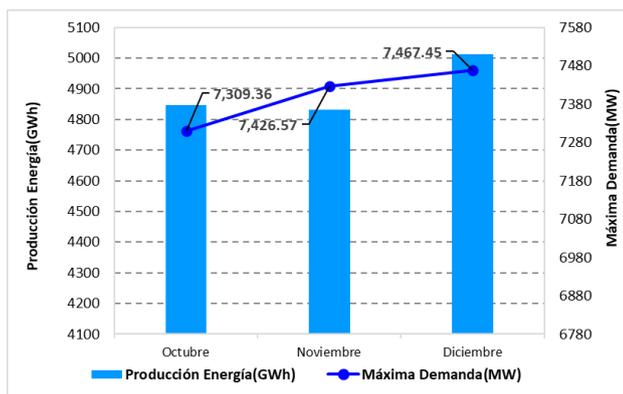


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

1.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el cuarto trimestre 2022 tuvo el comportamiento que se muestra en el gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en diciembre con 7467.45 MW y mínima en octubre con 7309.36 MW.

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



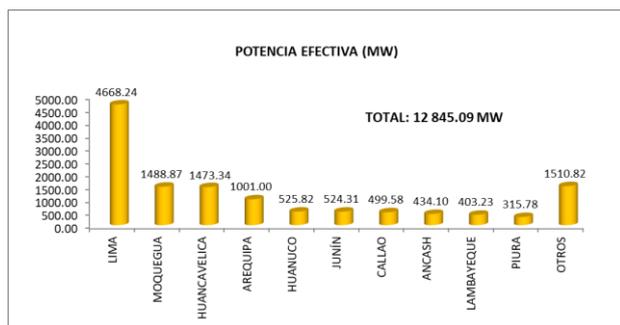
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2 OFERTA DE ENERGÍA

2.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del cuarto trimestre 2022 es de 12845.09 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4668.24 MW que representa el 36.34%, Moquegua con 1488.87 MW (11.59%) y Huancavelica con 1473.34 MW (11.47%) como se aprecia en el gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – diciembre 2022

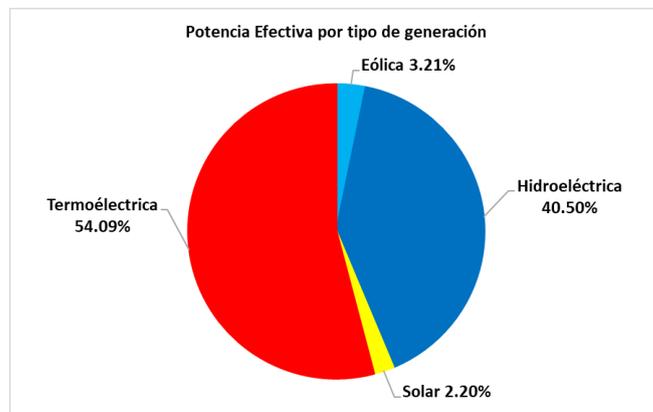


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del cuarto trimestre 2022 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6 948.41 MW, hidroeléctrica 5 202.20 MW, eólica 412.2 MW y solar 282.28 MW. En el gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

Gráfico 9. Potencia efectiva por tipo de generación-diciembre 2022

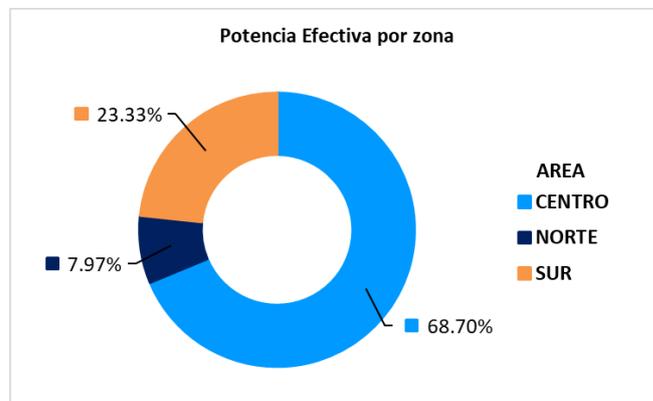


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.3 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 hidroeléctrico Mantaro, entre otras, las cuales son las centrales más representativas.

Gráfico 10. Potencia efectiva por zonas - diciembre 2022



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL CUARTO TRIMESTRE DEL 2022

3.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el cuarto trimestre 2022, en las cuencas más representativas del SEIN.

3.2 CUADRO RESUMEN DEL COMPORTAMIENTO DEL CICLO HIDROLÓGICO

En la Tabla 4 se aprecia el caudal promedio de los principales ríos, los caudales promedio presentan un crecimiento respecto al año 2021. El cuarto trimestre del año abarca la época de estiaje, por ende, los caudales tienden a disminuir. En el caso del caudal de los ríos Chancay, San Gabán,



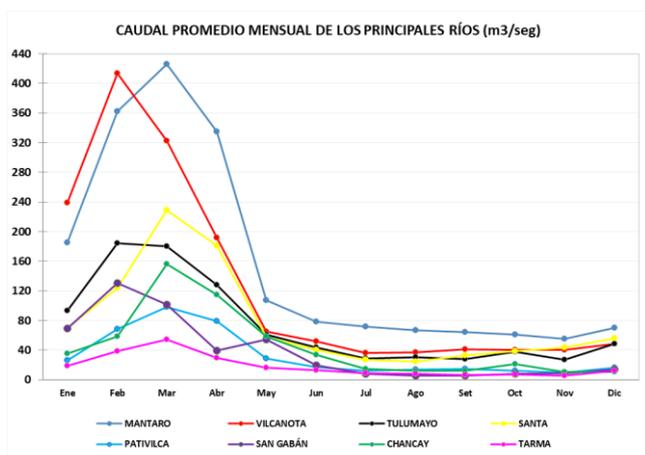
Vilcanota y Pativilca presentan una disminución en -81.61%, -74.96%, -71.12% y -63.52% respectivamente y en el caso del río Aricota se aprecia un incremento importante de 28.71%.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - cuarto trimestre

Table with 4 columns: RÍO, CAUDAL PROMEDIO (m3/s) - Diciembre (2021, 2022), and VARIACIÓN %. Rows include MANTARO, VILCANOTA, TULUMAYO, SANTA, PATIVILCA, SAN GABÁN, CHANCAY, TARMA, CHARCANI V, RÍMAC, SANTA EULALIA, and ARICOTA.

(* Información (COES)-Elaboración de USGE

Gráfico 11. Evolución de los caudales promedios (m³/s) 2021-2022

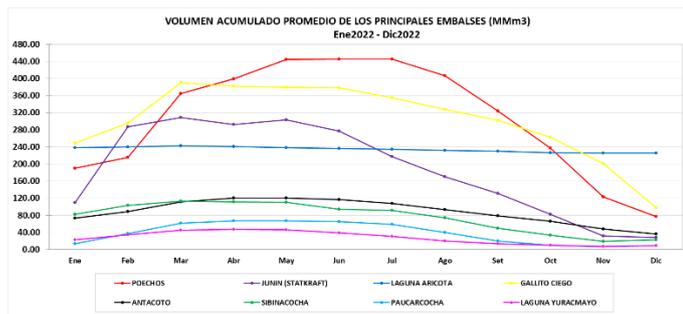


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

3.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo enero 2022 – diciembre 2022, 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 cuarto trimestre octubre - diciembre de los años 2021 y 2022, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en el embalse Gallito Ciego (-373.06 Mm3), y que el embalse Marcapomacocha registró el mayor incremento de 3.75 MMm3 durante el cuarto trimestre.

Tabla 5. Volumen acumulado de los principales embalses al cuarto trimestre 2021-2022

Table with 4 columns: EMBALSE, VOLUMEN ACUMULADO (MMm3) - Cuarto Trimestre (2021, 2022), and VARIACIÓN %. Rows include POECHOS, SIBINACOA, JUNIN (STATKRAFT), ANTACOTO, EMBALSE PALLCA, RESERVOIR CIRATO, PRESA SHAPIRINGO, RESERVOIR CAPILLUCAS, DIQUE CINCEL, PRESA SAN GABAN, COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO, EMBALSE COMPENSACION ARICOTA, RESERVOIR SAN DIEGO, DIQUE CAMPANARIO, PRESA HUINCO, RESERVOIR CHECRAS, PRESA SHEQUE, PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE, EMBALSE HUALLAMAYO, COMPENSACION RESTITUCIÓN, GALLITO CIEGO, RESERVOIR TULUMAYO, EMBALSE MALPASO, EMBALSE MARCAPOMACOA, LAGO VICONGA, EMBALSE CHAGLLA, RESERVOIR TABLACHACA, EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA, LAGUNA YURACMAYO, PAUCARCOCHA, and LAGUNA ARICOTA.

(* Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO MAYOR

4.1 OBJETIVO

Esta sección tiene por finalidad evaluar el grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento mayor de las actividades de generación correspondientes al cuarto trimestre 2022.

4.2 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.

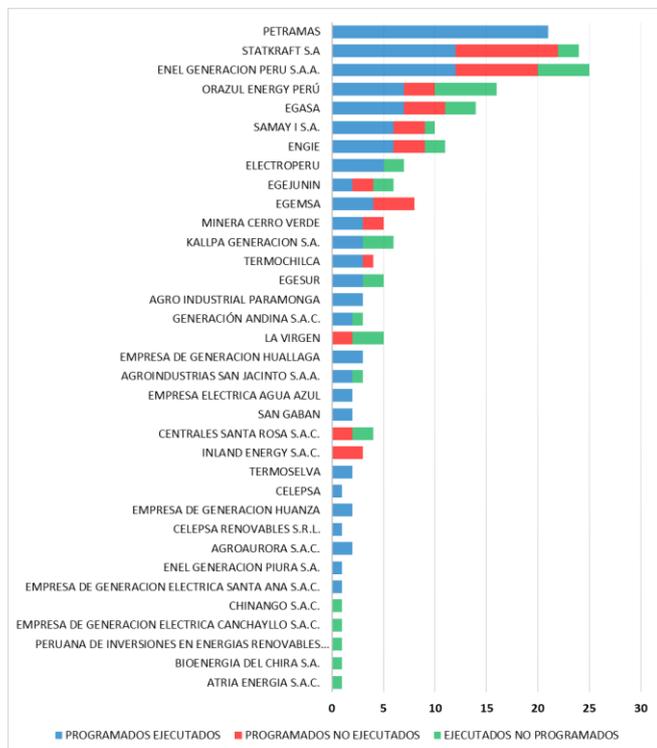
Tener en consideración que un mantenimiento mayor implica una actividad cuya ejecución requiere el retiro total de servicio de la unidad de generación durante un período superior a 24 horas.

En el gráfico 13 se evalúa el cuarto trimestre del 2022, el cual muestra la cantidad de las actividades de mantenimientos por empresa que



corresponden a mantenimientos mayores en generación. En total se efectuaron 158 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 118 fueron programados ejecutados y 40 fueron ejecutados no programados. Mencionan también que no se efectuaron 47 actividades programadas y se ejecutaron 83 actividades de mantenimiento en menor tiempo al inicialmente proyectado.

Gráfico13. Mantenimiento mayor en generación por empresa cuarto trimestre 2022.

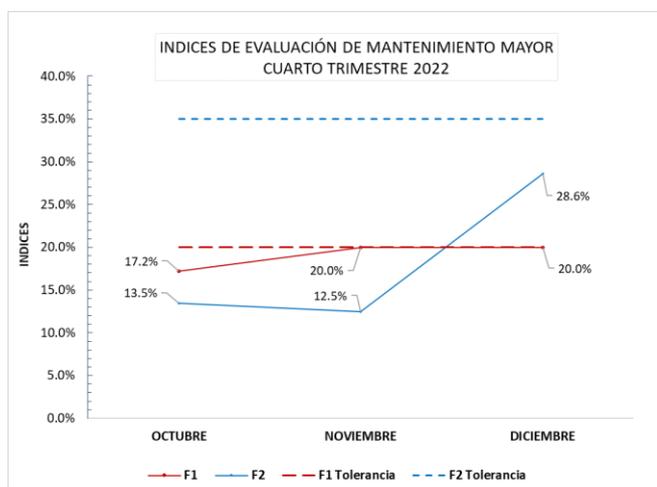


(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 2022 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

5 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del cuarto trimestre 2022 de los costos marginales y los costos operativos.

5.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el cuarto trimestre (octubre a diciembre) 2022, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 15 de diciembre con 622.32 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 31 de diciembre con 98.16 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 260.95 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

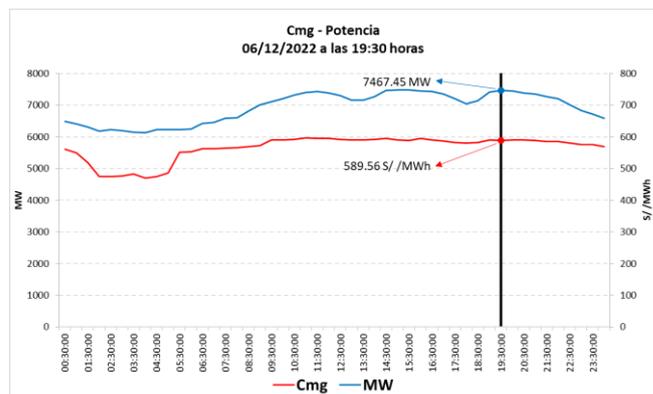


(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

5.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL CUARTO TRIMESTRE 2022

La máxima demanda coincidente del SEIN en el cuarto trimestre fue el 06/12/2022 a las 19:30 h donde se alcanzó 7467.45 MW, el CMg en dicho punto fue de 589.56 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

5.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el cuarto trimestre 2022 los costos operativos ascendieron a 1056.235 millones de soles, presentando un incremento de 535.354 millones de soles respecto del cuarto trimestre 2021. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en octubre, noviembre y diciembre del cuarto trimestre del 2022 son muy superiores respecto al 2021. 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 a partir de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$./MWh) 26/12/2021	CV (\$./MWh) 26/12/2022	Var (%)
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STAROSA TG8 GAS	139.57	163.69	17.28%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	166.68	193.74	16.24%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	138.47	160.44	15.87%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	136.51	158.03	15.76%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - GAS	166.29	190.15	14.35%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 3 - GAS	136.79	154.64	13.05%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	103.64	115.74	11.68%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	102.84	114.84	11.66%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	102.63	114.31	11.38%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	97.55	108.00	10.71%
TERMOCILCA	OLLEROS TG1 - GAS	144.22	159.05	10.28%
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	97.10	106.37	9.55%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	99.34	108.69	9.41%
TERMOCILCA	OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	100.93	110.02	9.01%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	100.02	107.67	7.65%
KALLPA GENERACION S.A.	LFLORES TG1 GAS	136.46	146.74	7.53%

(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

En el mes de diciembre se percibió el mayor costo de Operación (400.058 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – cuarto trimestre


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

6 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL CUARTO TRIMESTRE 2022

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

- Otorgar a favor de la empresa PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A. la tercera modificación de autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en el proyecto “Central Térmica Planta Malvinas”, ubicado en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco, a fin de incrementar su potencia instalada de 28 000 kW a 32 000 kW, debido a la instalación del turbogenerador N°8 de 4 000 kW.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 409-2022-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa ECORER S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto “Central Solar Fotovoltaica Solimana”, con una potencia instalada de 250 MW, ubicado en los distritos Mariano Nicolás Valcárcel y Ocoña, provincia de Camaná, departamento de Arequipa.

[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 400-2022-MINEM/DM](#)

- Otorgar a favor de la empresa INLAND ENERGY S.A.C. la concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en el proyecto “Mini Central Hidroeléctrica Ahobamba”, con una potencia instalada de 2.32 MW, ubicado en los distritos de Santa Teresa y Machupicchu; provincias de La Convención y Urubamba, departamento de Cusco.

[R.G. R. N° 235-2022-GR CUSCO/GREMH](#)

7 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

7.1 ENEL RATIFICA SU SALIDA DEL MERCADO PERUANO: VENDERÁ TODOS SUS ACTIVOS EL 2023

Enel, una de las empresas energéticas de mayor relevancia en el Perú confirmó el martes 22 de noviembre que se retirará del mercado peruano ante la crisis energética global. La firma extranjera también anunció su salida de Argentina y Rumania.

El anuncio se dio en el evento “Capital Markets Day” en el que presentó su plan estratégico para el período 2023–2025. En dicho evento, entre otros aspectos, anunció como parte de su estrategia la intención de salir del mercado peruano

Todo esto se da luego de que Enel reduzca sus objetivos de ganancia para este 2022, ante la crisis energética global, lo cual lo estaría llevando a explorar la venta de sus activos fuera de Italia.



(* Fuente: Diario La República

<https://acortar.link/OZCJf>

7.2 CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE EÓLICO PUNTA LOMITAS PRESENTA AVANCE DEL 83%

El proyecto Punta Lomitas, que contempla el parque eólico más grande del país, convertirá a la operación minera Quellaveco en la primera mina con energía eólica 100% renovable. Así lo afirmó Daniel Cámac, Deputy Country Manager de Engie Energía Perú.

Durante su participación en Perú Energía 2022, explicó que este parque eólico ubicado en Ica, tendrá una potencia instalada de 260MW y una línea de transmisión de 220KV de 60km de longitud

Punta Lomitas se inició en abril del 2021 y actualmente cuenta con un 83% de avance, por lo que se espera que inicie su operación en el segundo trimestre del 2023.



(* Fuente: Rumbo minero

<https://acortar.link/49030g>