

ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SEIN



TERCER 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 tercer trimestre del 2022.

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 tercer trimestre del 2022 en millones de soles.



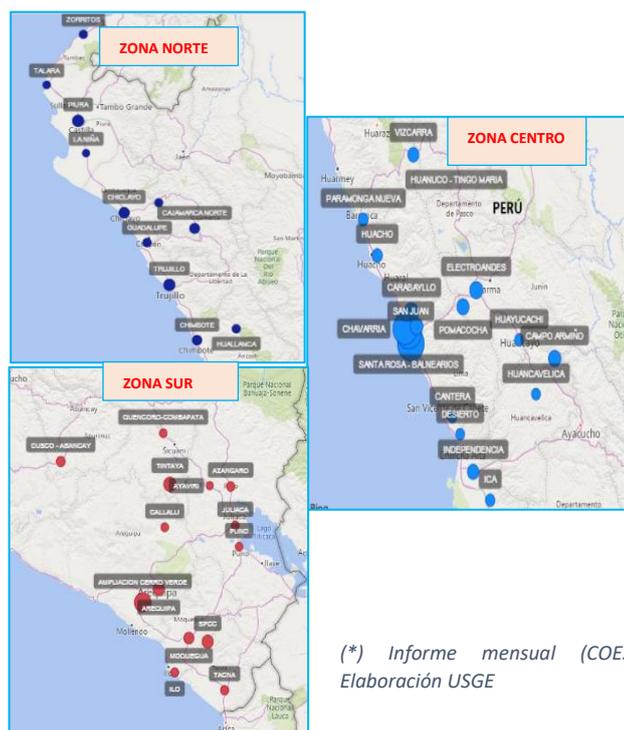
2 DEMANDA

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 tercer trimestre del 2022 aumentó respecto al tercer trimestre del 2021 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Ilo y SPCC registraron las mayores variaciones con 31.17% y 9.16% respectivamente, en la zona centro las barras Independencia, Cantera y Cajamarquilla registraron las mayores variaciones con 21.49%, 14.78% y 10.31%, finalmente en la zona norte las barras Talara y Trujillo registraron las mayores variaciones con 97.07% y 10.38%.

La barra San Juan de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 131.53 GWh, en la zona sur la barra SPCC en un 31.11 GWh y en la zona norte la barra Trujillo aumentó en 35.42 GWh.

En el tercer 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 se ve un aumento relativo del 2.72%, lo cual corresponde al crecimiento energético anual.

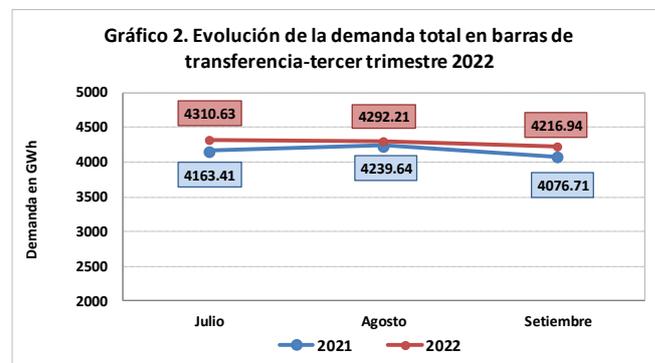
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-tercer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2021	DEMANDA (GWh) 2022	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	7693.95	7982.75	3.75%
SAN JUAN	1420.61	1552.14	9.26%
CHAVARRIA	1154.33	1112.58	-3.62%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1213.59	1179.19	-2.83%
ELECTROANDES	513.45	502.08	-2.21%
INDEPENDENCIA	308.09	374.29	21.49%
CAJAMARQUILLA	335.72	370.33	10.31%
VIZCARRA	270.54	274.30	1.39%
ZAPALLAL	177.40	188.39	6.19%
HUANUCO - TINGO MARIA	105.32	111.64	6.00%
PARAMONGA NUEVA	103.14	107.71	4.43%
POMACOCHA	359.37	394.41	9.75%
MARCONA	330.22	342.34	3.67%
PUCALLPA - AGUAYTIA	92.55	99.68	7.71%
CAMPO ARMIÑO	363.45	361.51	-0.53%
HUAYUCACHI	78.63	81.08	3.12%
DESIERTO	68.04	71.65	5.30%
ICA	80.86	78.94	-2.37%
HUACHO	122.20	129.09	5.64%
HUANCVELICA	77.75	78.87	1.44%
CANTERA	45.91	52.69	14.78%
CARABAYLLO	472.78	519.82	9.95%
ÁREA NORTE	1876.22	1854.74	-1.14%
TRUJILLO	341.07	376.49	10.38%
PIURA	377.17	298.88	-20.76%
CAJAMARCA NORTE	191.33	193.75	1.26%
CHIMBOTE	212.89	203.92	-4.21%
CHICLAYO	258.57	255.20	-1.30%
GUADALUPE	133.06	125.12	-5.97%
HUALLANCA	116.17	118.85	2.31%
ZORRITOS	80.76	85.60	6.00%
CARHUQUERO	111.23	115.08	3.46%
TALARA	29.17	57.49	97.07%
LA NIÑA	24.81	24.38	-1.75%
ÁREA SUR	2909.59	2982.29	2.50%
SPCC	339.57	370.68	9.16%
AMPLIACION CERRO VERDE	911.46	931.89	2.24%
AREQUIPA	382.16	396.85	3.84%
TINTAYA	449.63	454.89	1.17%
CUSCO - ABANCAI	152.74	162.75	6.55%
CALLALI	54.31	53.09	-2.23%
TACNA	80.32	82.43	2.62%
JULIACA	56.41	55.13	-2.26%
AZANGARO	124.50	130.16	4.55%
PUNO	35.39	33.51	-5.32%
QUENCORO-COMBAPATA	46.91	45.20	-3.64%
ILO	56.82	74.54	31.17%
MOQUEGUA	212.23	186.85	-11.96%
AYAVIRI	7.15	4.33	-39.49%
TOTAL	12479.76	12819.78	2.72%

(* Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

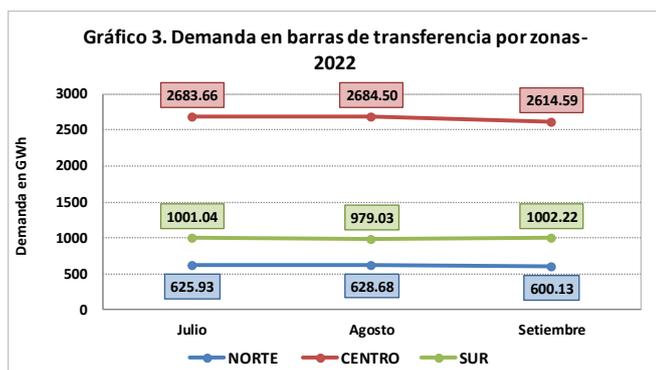
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del tercer trimestre 2022 respecto del tercer trimestre 2021. Se observa que, en los meses de julio, agosto y setiembre, el crecimiento de la demanda fue de 3.54%, 1.24% y 3.44% respectivamente. Siendo el mayor incremento en julio con 147.22 GWh más que en julio 2021.



(* Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

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



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la siguiente tabla, se muestra una comparación de la demanda acumulada por zonas, de julio hasta setiembre 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
Julio	639.59	2576.88	946.94	625.93	2683.66	1001.04
Agosto	634.90	2597.15	1007.59	628.68	2684.50	979.03
Setiembre	601.73	2519.92	955.06	600.13	2614.59	1002.22
Total	1876.22	7693.95	2909.59	1854.74	7982.75	2982.29

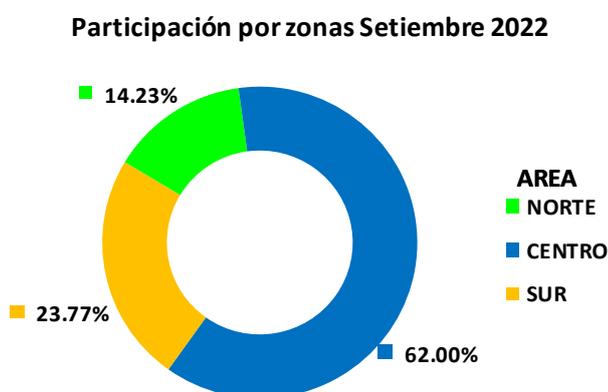
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el tercer trimestre del año 2022 respecto al mismo periodo del año 2021 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 3.75% (288.80 GWh), en la zona sur de 2.50% (72.70 GWh) y en la zona norte de -1.14% (-21.48 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al tercer trimestre 2022, la demanda de energía más baja se presentó en el mes de setiembre. La participación de la zona centro con 62.00%, en la zona sur con 23.77% y en la zona norte con un 14.23%.

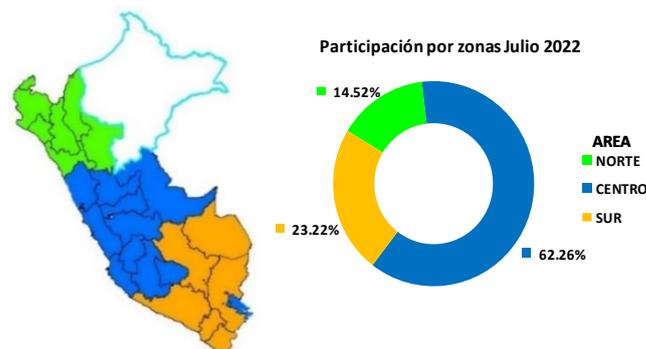
Gráfico 4. Participación por zonas setiembre 2022



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En julio 2022, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 62.26%, en la zona sur 23.22%, en la zona norte 14.52%.

Gráfico 5. Participación por zonas tercer trimestre 2022



(*) 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 2021 fueron Ucayali, Apurímac y Tumbes con 7.71%, 6.55% y 6.00% respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Piura (-11.69%), Ancash (-1.91%), Lambayeque (-1.30%), Ayacucho (-0.19%) y Huancavelica (-0.19%).

Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-tercer trimestre 2022

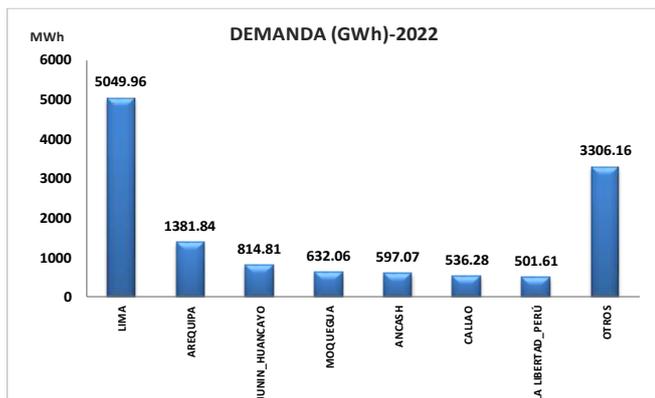
REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2021	DEMANDA (GWh)-2022	VARIACIÓN
CENTRO	7693.95	7982.75	3.75%
ANCASH	270.54	274.30	1.39%
AYACUCHO	285.24	284.71	-0.19%
HUANCAVELICA	155.97	155.68	-0.19%
HUANUCO	105.32	111.64	6.00%
ICA	479.12	492.93	2.88%
PASCO	158.42	162.77	2.75%
JUNIN_HUANCAYO	793.04	814.81	2.75%
CALLAO	513.96	536.28	4.34%
LIMA	4839.81	5049.96	4.34%
UCAYALI	92.55	99.68	7.71%
NORTE	1876.22	1854.74	-1.14%
ANCASH	329.06	322.77	-1.91%
SAN MARTIN	115.67	118.06	2.07%
CAJAMARCA	186.89	190.76	2.07%
LA LIBERTAD_PERÚ	474.13	501.61	5.80%
LAMBAYEQUE	258.57	255.20	-1.30%
PIURA	431.15	380.75	-11.69%
TUMBES	80.76	85.60	6.00%
SUR	2909.59	2982.29	2.50%
APURIMAC	152.74	162.75	6.55%
AREQUIPA	1347.93	1381.84	2.52%
CUSCO	496.53	500.09	0.72%
MOQUEGUA	608.62	632.06	3.85%
MADRE DE DIOS	27.53	27.49	-0.14%
PUNO	195.92	195.64	-0.14%
TACNA	80.32	82.43	2.62%
TOTAL	12479.76	12819.78	2.72%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de julio a setiembre del 2022 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 27.49 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5049.96 GWh, seguida de Arequipa, Junín_Huancayo, Moquegua y Ancash con 1381.84 GWh, 814.81 GWh, 632.06 GWh, y 597.07 GWh respectivamente.



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

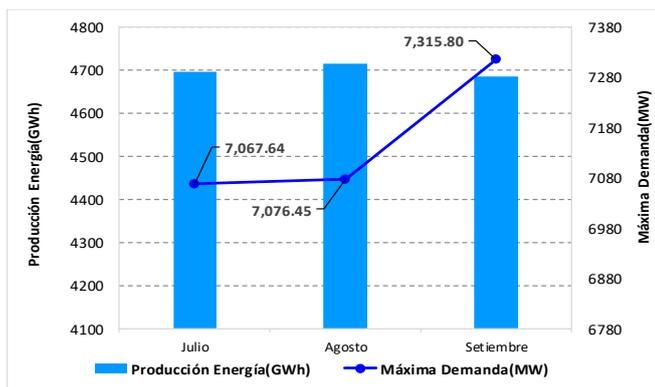


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el tercer trimestre 2022 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en setiembre con 7315.80 MW y mínima en julio con 7067.64 MW.

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



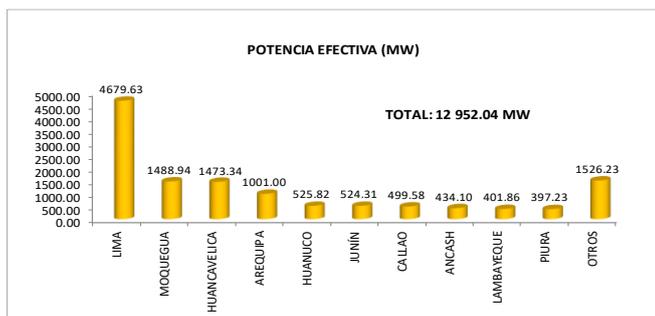
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del tercer trimestre 2022 es de 12952.04 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4679.63 MW que representa el 36.13%, Moquegua con 1488.94 MW (11.50%) y Huancavelica con 1473.34 MW (11.38%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – setiembre 2022

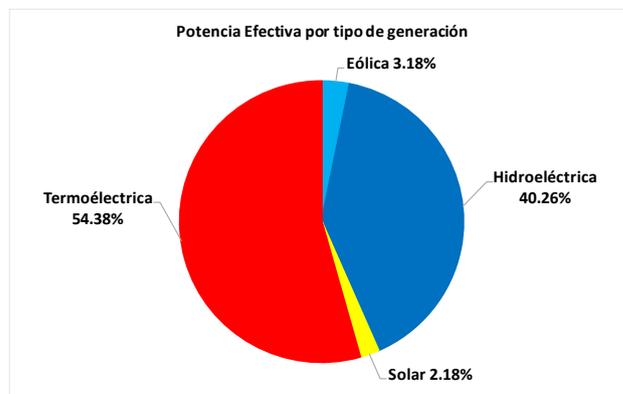


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del tercer trimestre 2022 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 7 043.38 MW, hidroeléctrica 5 214.19 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-setiembre 2022

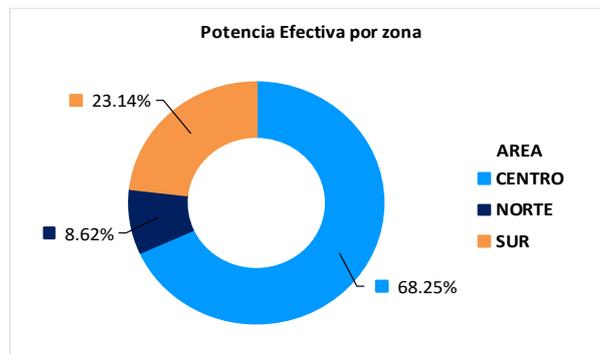


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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

Gráfico 10. Potencia efectiva por zonas - setiembre 2022



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL TERCER TRIMESTRE DEL 2022

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el tercer trimestre 2022, 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 2021. El tercer trimestre del año abarca la época de avenida, por ende, los caudales tienden aumentar. En el caso del caudal de los ríos San Gaban, Chancay, Santa Eulalia y Pativilca presentan una disminución en -77.37%, -31.01%, -19.02% y -14.80% respectivamente y en el caso de los ríos Santa, Vilcanota y Tarma



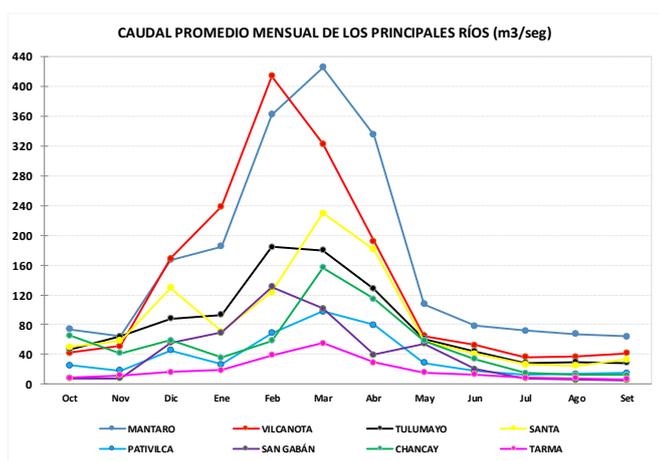
se aprecia un incremento importante de 19.14%, 12.82% y 1.61% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - tercer trimestre

Table with 4 columns: RÍO, CAUDAL PROMEDIO (m3/s) - Setiembre (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

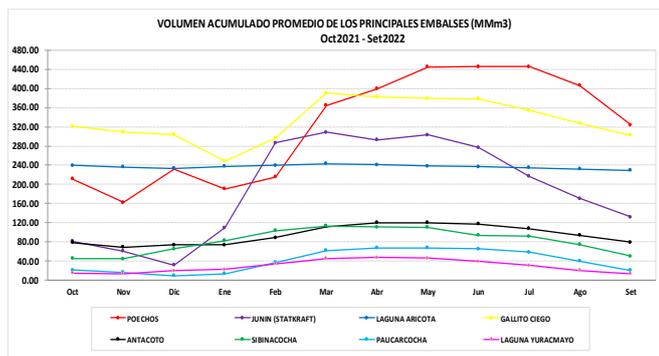


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo octubre 2021 – setiembre 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 tercer trimestre julio - setiembre de los años 2021 y 2022, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en la laguna Aricota (-38.79 Mm3), y que el embalse Gallito Ciego registró el mayor incremento de 96.50 MMm3 durante el tercer trimestre.

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

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

(* 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 tercer trimestre 2022.

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.

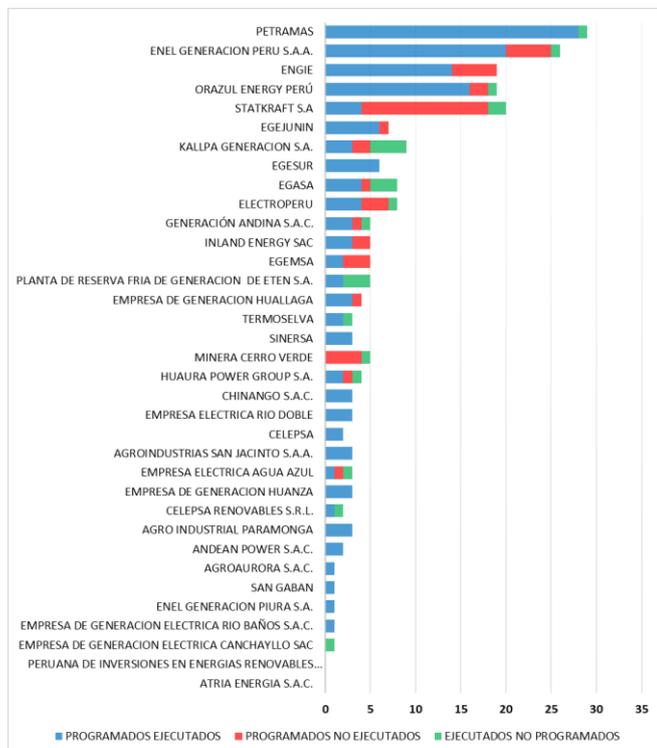
Tener en consideración que un mantenimiento mayor implica una actividad cuya ejecución requiere el retiro total de servicio de la unidad de generación durante un período superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el tercer 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 173 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 150 fueron programados ejecutados y 23 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 46 actividades programadas y se ejecutaron 101 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

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

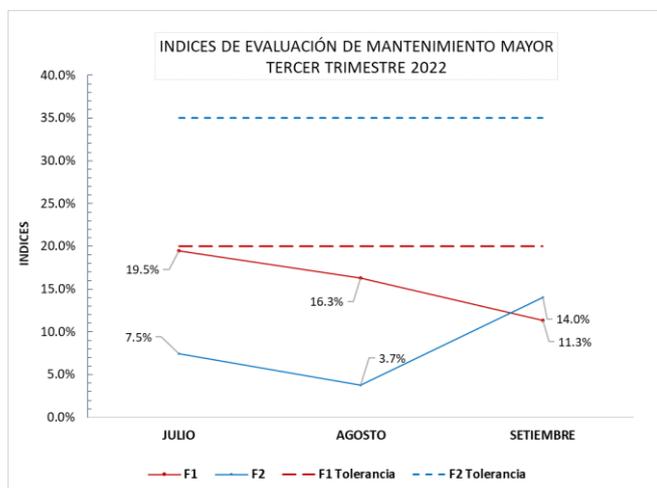


(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 tercer trimestre 2022 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

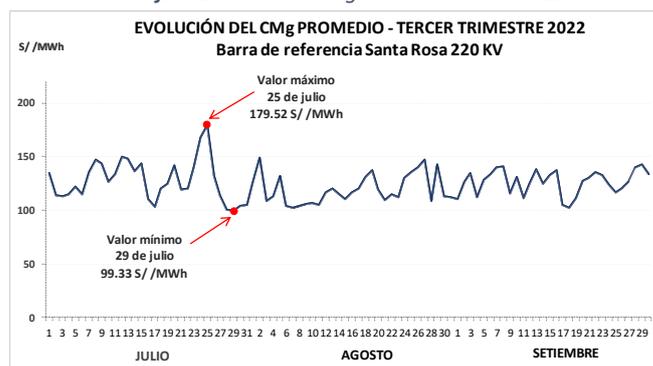
6 COSTOS

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

6.1 CMg PROMEDIO EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA 220 kV

Durante el tercer trimestre (julio a setiembre) 2022, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 25 de julio con 179.52 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 29 de julio con 99.33 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 124.54 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kv.

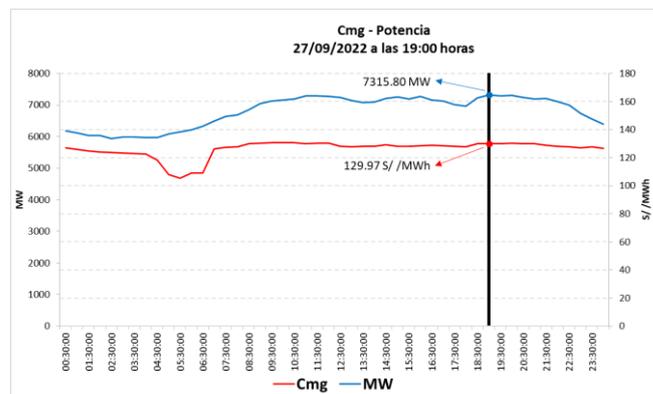


(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMG EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL TERCER TRIMESTRE 2022

La máxima demanda coincidente del SEIN en el tercer trimestre fue el 27/09/2022 a las 19:00 h donde se alcanzó 7315.80 MW, el CMg en dicho punto fue de 129.97 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el tercer trimestre 2022 los costos operativos ascendieron a 788.123 millones de soles, presentando un incremento de 120.489 millones de soles respecto del tercer trimestre 2021. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en julio, agosto y setiembre del tercer trimestre del 2022 son casi similares 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) 26/09/2021	CV (\$./MWh) 26/09/2022	Var (%)
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STAROSA TG8 GAS	139.24	162.14	16.45%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	138.68	160.31	15.60%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	136.72	157.90	15.49%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 5 - GAS	166.25	191.64	15.27%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	STA ROSA UTI 6 - GAS	165.86	188.08	13.40%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 3 - GAS	136.59	154.03	12.77%
KALLPA GENERACION S.A.	LFLORES TG1 GAS	136.68	153.55	12.35%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	103.62	115.38	11.35%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO	102.83	114.47	11.32%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	102.81	114.43	11.29%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	97.74	108.64	11.16%
FENIX POWER PERÚ	FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	97.28	106.56	9.54%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG3 - GAS	99.61	108.67	9.10%
TERMOCHILCA	OLLEROS TG1 - GAS	147.33	159.20	8.06%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	100.29	107.65	7.34%
TERMOCHILCA	OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	103.05	110.18	6.91%

(* Información (COES)-Elaboración de USGE.

En el mes de julio se percibió el mayor costo de Operación (264.633 Millones de Soles).

Gráfico 17. Costos operativos – tercer trimestre


(* Información (COES)-Elaboración de USGE

7 NORMAS DESTACADAS DEL SECTOR EN EL TERCER TRIMESTRE 2022

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

- Otorgar a favor de la empresa ENERGÍA RENOVABLE LA JOYA S.A. La concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto “Central Solar Fotovoltaica Illa”, ubicado en el distrito de Mollendo, provincia de Islay, departamento de Arequipa, Contrato de Concesión N° 579-2022 el cual consta de 19 cláusulas y 4 anexos.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 339-2022-MINEM/DM](#)
- Otorgar a favor de la empresa JOYA SOLAR S.A.C. La concesión definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables en el proyecto “San Martín Solar (Ex la Joya Solar)”, ubicado en el distrito de la Joya, provincia de Arequipa, departamento de Arequipa, Contrato de Concesión N° 576-2022 el cual consta de 19 cláusulas y 4 anexos.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 327-2022-MINEM/DM](#)
- Aprobar el Balance de Energía 2020, disponer la publicación del Balance de Energía 2020, aprobado por el artículo 1 de la presente Resolución Ministerial en el Portal Institucional del Ministerio de Energía y Minas.
[RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 305-2022-MINEM/DM](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 OBRA DE REHABILITACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS AGUAS ABAJO DE LA PRESA TABLACHACA – ELECTROPERU S.A. AVANCE 85% AGOSTO 2022

Rehabilitación de las estructuras aguas debajo de la Presa Tablachaca con los siguientes avances de trabajos ejecutados:

- Trampolín Izquierdo



- Salida del Alivio N°4



- Trampolín derecho



- Estructuras de protección del cauce de la poza



(*Fuente: <https://www.electroperu.com.pe/ElectroWebPublica>