

ASPECTOS RELEVANTES DE LA OPERACIÓN DEL SEIN



C.H. CERRO DEL ÁGUILA (Presa)



C.T. CHILCA I (Calderas)

PRIMER 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 primer 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 primer trimestre del 2022 en millones de soles.

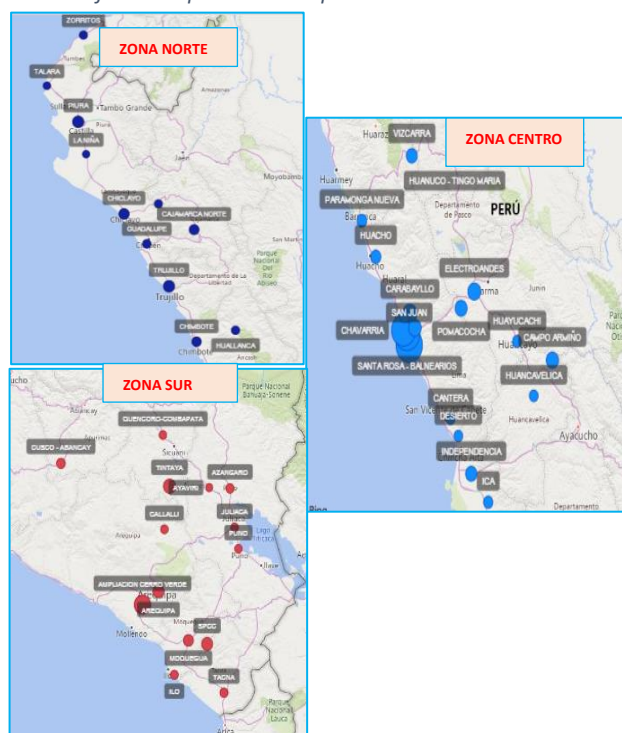
2 DEMANDA

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 primer trimestre del 2022 aumentó respecto al primer trimestre del 2021 como se aprecia en la Tabla 1. En la zona sur, las barras Moquegua y Azángaro registraron las mayores variaciones con 10.66% y 10.05% respectivamente, en la zona centro las barras Independencia, Paramonga Nueva, Cantera y San Juan registraron las mayores variaciones con 12.73%, 11.10%, 10.37% y 10.00%, finalmente en la zona norte las barras Carhuaquero y Talara registraron las mayores variaciones con 20.89% y 18.58%.

La barra San Juan de la zona centro fue la que registró el mayor aumento de su demanda con 135.11 GWh, en la zona sur la barra Moquegua en un 20.43 GWh y en la zona norte la barra Carhuaquero aumentó en 19.08 GWh.

En el primer trimestre del 2021 se continuó con el estado de emergencia causado por el COVID-19, sin embargo, se fueron reactivando casi en su totalidad las actividades de medianos y grandes consumidores y en efecto la demanda fue gradualmente normalizándose, por tal motivo se ve un aumento relativo del 1.67%.

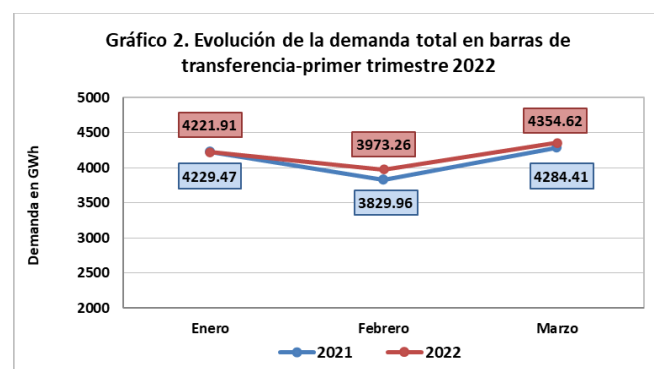
Tabla 1. Demanda en barras de transferencia-primer trimestre

BARRAS DE TRANSFERENCIA	DEMANDA (GWh) 2021	DEMANDA (GWh) 2022	VARIACIÓN
ÁREA CENTRO	7634.79	7875.13	3.15%
SAN JUAN	1350.69	1485.81	10.00%
CHAVARRIA	1089.44	1129.38	3.67%
SANTA ROSA - BALNEARIOS	1279.16	1242.33	-2.88%
ELECTROANDES	444.75	459.91	3.41%
INDEPENDENCIA	332.02	374.30	12.73%
CAJAMARQUILLA	338.35	348.64	3.04%
VIZCARRA	246.50	265.88	7.86%
ZAPALLAL	167.42	182.37	8.93%
HUANUCO - TINGO MARIA	107.46	111.56	3.82%
PARAMONGA NUEVA	100.58	111.75	11.10%
POMACOCCHA	354.83	372.01	4.84%
MARCONA	315.49	311.28	-1.33%
PUCALLPA - AGUAYTIA	86.34	91.68	6.18%
CAMPO ARMIÑO	355.84	348.13	-2.17%
HUAYUCACHI	72.67	76.64	5.45%
DESERTO	67.02	66.01	-1.51%
ICA	104.59	112.42	7.49%
HUACHO	167.31	141.80	-15.25%
HUANCVELICA	68.49	71.42	4.27%
CANTERA	45.78	50.53	10.37%
CARABAYLLO	540.04	521.30	-3.47%
ÁREA NORTE	1920.83	1920.11	-0.04%
TRUJILLO	341.88	353.45	3.38%
PIURA	412.00	395.97	-3.89%
CAJAMARCA NORTE	203.32	196.42	-3.39%
CHIMBOTE	229.17	215.70	-5.88%
CHICLAYO	272.12	262.49	-3.54%
GUADALUPE	127.75	126.89	-0.67%
HUALLANCA	102.45	111.09	8.44%
ZORRITOS	84.92	88.22	3.88%
CARHUAQUERO	91.35	110.43	20.89%
TALARA	30.49	36.15	18.58%
LA NIÑA	25.39	23.30	-8.23%
ÁREA SUR	2788.22	2754.54	-1.21%
SPCC	341.09	288.73	-15.35%
AMPLIACION CERRO VERDE	871.61	887.63	1.84%
AREQUIPA	370.66	359.19	-3.09%
TINTAYA	422.86	443.29	4.83%
CUSCO - ABANCAY	149.93	132.60	-11.56%
CALLALI	43.28	41.17	-4.87%
TACNA	84.66	87.68	3.57%
JULIACA	50.74	51.27	1.05%
AZANGARO	109.61	120.63	10.05%
PUNO	32.31	31.21	-3.42%
QUENCORO-COMBAPATA	43.24	40.99	-5.21%
ILO	71.07	52.48	-26.16%
MOQUEGUA	191.69	212.12	10.66%
AYAVIRI	5.45	5.56	2.06%
TOTAL	12343.84	12549.79	1.67%

(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

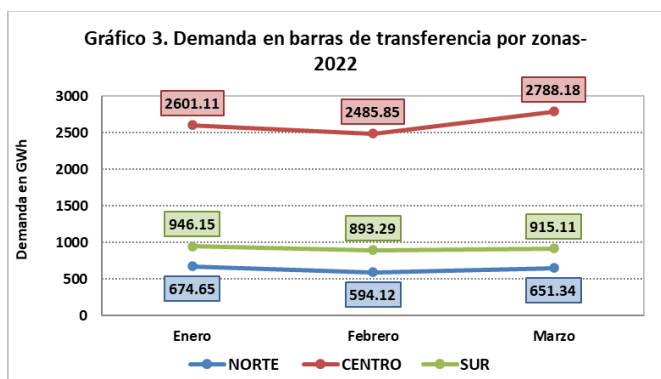
2.3 DEMANDA DE ENERGÍA POR ZONAS

La siguiente gráfica muestra la evolución de la demanda en barras de transferencia total del primer trimestre 2022 respecto del primer trimestre 2021. Se observa que, en los meses de enero, febrero y marzo, el crecimiento de la demanda fue de -0.18%, 3.74% y 1.64% respectivamente. Siendo el mayor incremento en febrero con 143.29 GWh más que en febrero 2021.



(*) 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 2022 respecto al 2021.

Tabla 2. Demanda Mensual por zonas

MES	DEMANDA (GWh)-2021			DEMANDA (GWh)-2022		
	NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR
Enero	666.93	2612.29	950.25	674.65	2601.11	946.15
Febrero	604.40	2357.02	868.54	594.12	2485.85	893.29
Marzo	649.50	2665.49	969.42	651.34	2788.18	915.11
Total	1920.83	7634.79	2788.22	1920.11	7875.13	2754.54

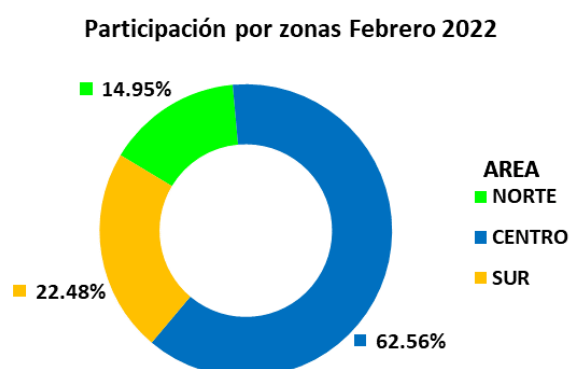
(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

La demanda por zonas en el primer trimestre del año 2022 respecto al mismo periodo del año 2021 presentó la siguiente variación: En la zona centro fue de 3.15% (240.34 GWh), en la zona sur de -1.21 % (-33.67 GWh) y en la zona norte de -0.04% (-0.72 GWh).

2.4 PARTICIPACIÓN DE LA DEMANDA EN BARRAS DE TRANSFERENCIA POR ZONAS

En el periodo correspondiente al primer trimestre 2022, 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 22.48% y en la zona norte con un 14.95%.

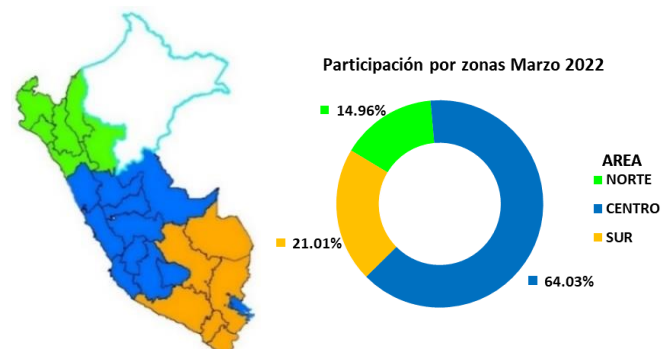
Gráfico 4. Participación por zonas febrero 2022



(*) Informe mensual (COES)-Elaboración USGE

En marzo 2022, se observó la mayor demanda del trimestre. La participación en la demanda de la zona centro fue 64.03%, en la zona sur 21.01%, en la zona norte 14.96%.

Gráfico 5. Participación por zonas primer 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 la región con mayor aumento de demanda con respecto al mismo periodo de 2021 fueron Ancash_Centro, Ucayali, Madre de Dios y Puno con 7.86%, 6.18%, 5.53% y 5.33%, respectivamente. Las regiones que menos crecieron fueron Apurímac (-11.56%), Moquegua (-8.37%), Lambayeque (-3.54%) y Piura (-2.66%).

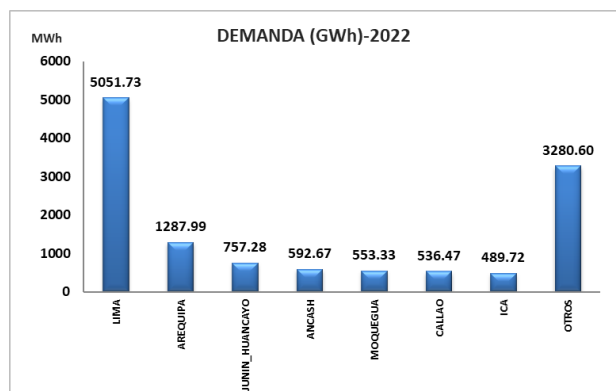
Tabla 3. Demanda por regiones acumulado-primer trimestre 2022

REGIÓN	DEMANDA (GWh)-2021	DEMANDA (GWh)-2022	VARIACIÓN
CENTRO	7634.79	7875.13	3.15%
ANCASH	246.50	265.88	7.86%
AYACUCHO	274.33	271.24	-1.13%
HUANCVELICA	150.00	148.31	-1.13%
HUANUCO	107.46	111.56	3.82%
ICA	487.11	489.72	0.54%
PASCO	145.23	151.28	4.16%
JUNIN_HUANCAYO	727.03	757.28	4.16%
CALLAO	519.44	536.47	3.28%
LIMA	4891.36	5051.73	3.28%
UCAYALI	86.34	91.68	6.18%
NORTE	1920.83	1920.11	-0.04%
ANCASH	331.62	326.79	-1.45%
SAN MARTIN	112.65	117.31	4.14%
CAJAMARCA	182.01	189.54	4.14%
LA LIBERTAD_PERÚ	469.64	480.34	2.28%
LAMBAYEQUE	272.12	262.49	-3.54%
PIURA	467.88	455.42	-2.66%
TUMBES	84.92	88.22	3.88%
SUR	2788.22	2754.54	-1.21%
APURIMAC	149.93	132.60	-11.56%
AREQUIPA	1285.55	1287.99	0.19%
CUSCO	466.10	484.28	3.90%
MOQUEGUA	603.86	553.33	-8.37%
MADRE DE DIOS	24.41	25.71	5.33%
PUNO	173.71	182.96	5.33%
TACNA	84.66	87.68	3.57%
TOTAL	12343.84	12549.79	1.67%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

En la Gráfica 6 se muestra el consumo de energía acumulado de enero a marzo del 2022 de cada región. La región con menor demanda de energía en el trimestre es la región de Madre de Dios con 25.71 GWh y la región con mayor demanda es Lima con 5051.73 GWh, seguida de Arequipa, Junín y Ancash con 1287.99 GWh, 757.28 GWh y 592.67 GWh respectivamente.

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

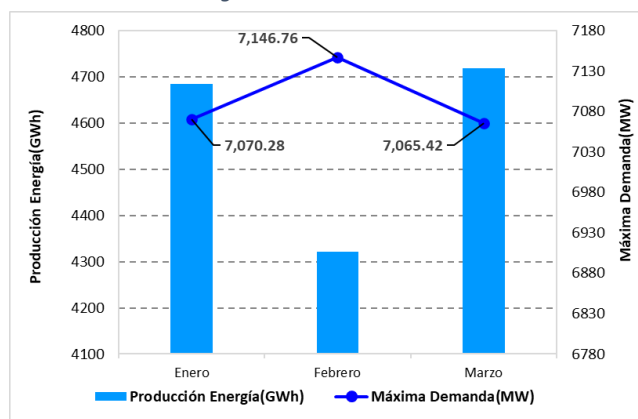


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

2.6 EVOLUCIÓN DE MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL SEIN

La máxima demanda en el primer trimestre 2022 tuvo el comportamiento que se muestra en el Gráfico 7. Donde la máxima demanda coincidente fue en febrero con 7146.76 MW y mínima en marzo con 7065.42 MW.

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



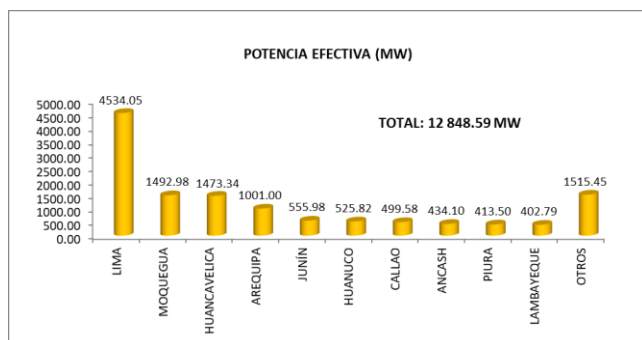
(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3 OFERTA DE ENERGÍA

3.1 POTENCIA EFECTIVA POR REGIONES

La potencia efectiva total del SEIN a final del primer trimestre 2022 es de 12 848.59 MW. Las regiones con mayor potencia son Lima con 4534.05 MW que representa el 35.29%, Moquegua con 1492.98 MW (11.62%) y Huancavelica con 1473.34 MW (11.47%) como se aprecia en el Gráfico 8.

Gráfico 8. Potencia efectiva por regiones – marzo 2022

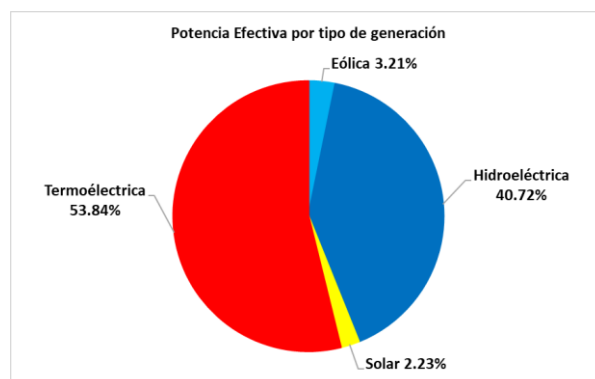


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

3.2 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE GENERACIÓN

La participación en la potencia efectiva por tipo de generación al término del primer trimestre 2022 se distribuyó de la siguiente manera: La matriz termoeléctrica 6918.27 MW, hidroeléctrica 5231.8 MW, eólica 412.2 MW y solar 286.32 MW. En el Gráfico 9 se muestra la participación porcentual.

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

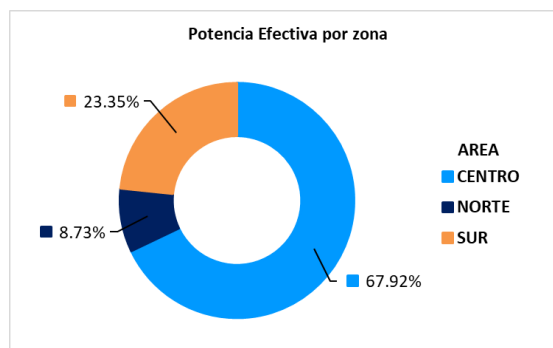


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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

Gráfico 10. Potencia efectiva por zonas - marzo 2022



(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO AL PRIMER TRIMESTRE DEL 2022

4.1 OBJETIVO

Evaluar la situación hidrológica que se ha presentado en el primer 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 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 Eulalia, Rímac y Charcani V presentan una disminución en -12.66%, -1.77% y -1.01% respectivamente, y en el caso de los ríos San Gabán, Tarma, Mantaro y

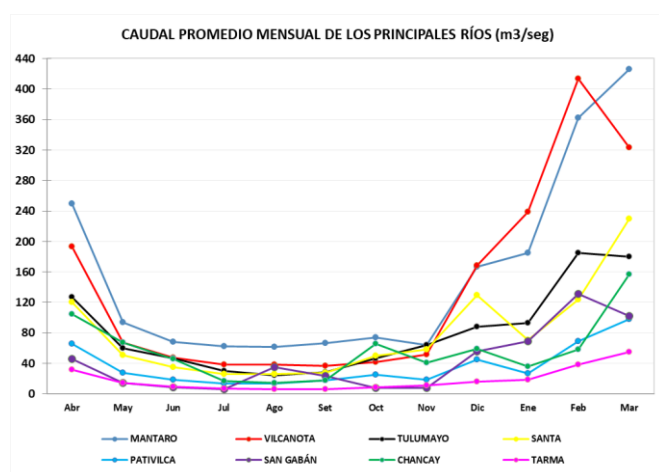
Santa se aprecia un incremento importante de 63.52%, 56.55%, 38.54% y 38.02% respectivamente.

Tabla 4. Caudal promedio principales ríos - primer trimestre

RÍO	CAUDAL PROMEDIO (m³/s) - Marzo		VARIACIÓN %
	2021	2022	
MANTARO	307.32	425.76	38.54%
VILCANOTA	255.47	322.85	26.37%
TULUMAYO	155.53	179.96	15.70%
SANTA	166.19	229.37	38.02%
PATIVILCA	90.45	97.97	8.32%
SAN GABÁN	62.32	101.91	63.52%
CHANCAY	132.33	156.54	18.30%
TARMA	34.98	54.77	56.55%
CHARCANI V	14.03	13.88	-1.01%
RÍMAC	28.16	27.67	-1.77%
SANTA EULALIA	22.17	19.36	-12.66%
ARICOTA	3.15	3.65	15.92%

(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

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

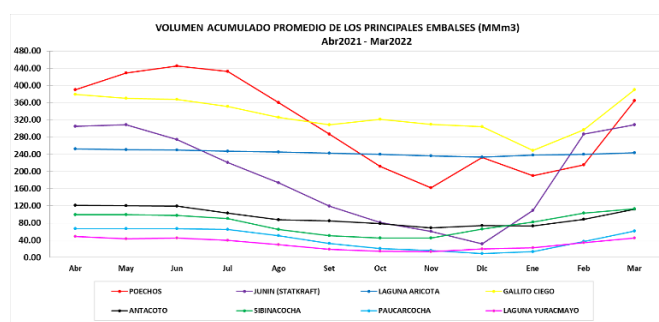


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE

4.3 EVOLUCIÓN DE VOLUMEN ÚTIL DE PRINCIPALES EMBALSES

La evolución del volumen almacenado en los principales embalses del SEIN durante el periodo abril 2021 – marzo 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 primer trimestre enero - marzo de los años 2021 y 2022, respectivamente. Dentro de las comparaciones, se aprecia que la mayor disminución se presenta en la laguna Junín (-80.80 Mm³), y que el embalse Gallito Ciego registró el mayor incremento de 251.26 MMm³ durante el primer trimestre.

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

EMBALSE	VOLUMEN ACUMULADO (MMm³) - Primer Trimestre		VARIACIÓN %
	2021	2022	
GALLITO CIEGO	684.31	935.57	36.72%
POECHOS	683.30	769.90	12.67%
SIBINACOA	236.21	298.87	26.53%
EMBALSE CERRO DEL ÁGUILA	25.73	37.00	43.80%
EMBALSE CHAGLLA	25.97	31.79	22.40%
PAUCARCOCHA	107.21	112.33	4.77%
RESERVORIO CAPIILLUCAS	0.46	1.64	259.78%
EMBALSE PALLCA	1.07	1.38	28.94%
PRESA SHAPIRINGO	0.27	0.52	96.23%
PRESA HUINCO	0.27	0.43	60.15%
DIQUE CAMPANARIO	0.00	0.15	-
RESERVORIO CIRATO	1.00	1.14	14.46%
RESERVORIO CHECRAS	1.00	1.15	14.08%
PRESA DE COMPENSACION PICUNCHE	0.41	0.47	13.93%
DIQUE CINCEL	0.14	0.15	2.80%
EMBALSE HUALLAMAYO	4.81	4.81	0.00%
EMBALSE COMPENSACION ARICOTA	0.14	0.14	0.00%
PRESA SAN GABÁN	0.44	0.44	-0.90%
EMBALSE MALPASO	68.31	68.20	-0.17%
PRESA SHEQUE	1.01	0.85	-15.81%
RESERVORIO TULUMAYO	2.50	2.17	-13.09%
RESERVORIO SAN DIEGO	2.00	1.63	-18.63%
COMPENSACIÓN GALLITO CIEGO	1.99	1.27	-36.30%
LAGUNA YURACMAYO	105.05	102.82	-2.12%
RESERVORIO TABLACHACA	17.71	15.05	-15.02%
EMBALSE MARCAPOMACOA	39.16	28.22	-27.94%
LAGO VICONGA	50.00	38.63	-22.75%
ANTACOTO	308.61	274.37	-11.09%
COMPENSACION RESTITUCIÓN	38.67	0.99	-97.43%
LAGUNA ARICOTA	760.66	720.50	-5.28%
JUNIN (STATKRAFT)	786.06	705.26	-10.28%

(*) 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 2022.

5.2 EVALUACIÓN Y GRADO DE CUMPLIMIENTO

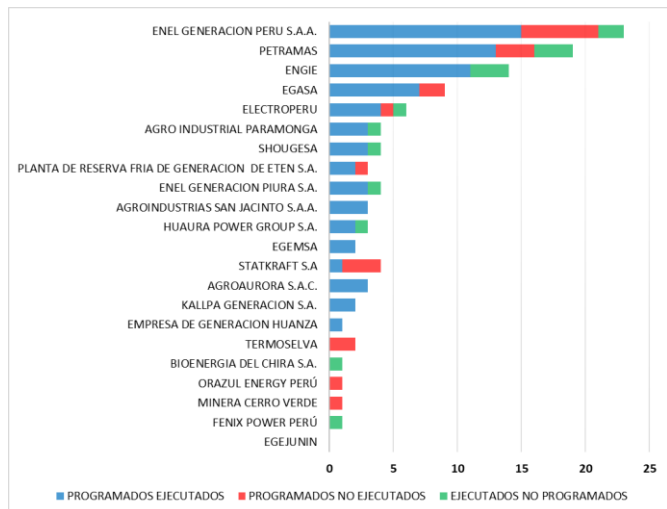
Se ha efectuado la evaluación del número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento mayor de generación que aprueba el COES-SINAC. Esta evaluación ha considerado aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo.

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 periodo superior a 24 horas.

En el Gráfico 13 se evalúa el primer 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 90 actividades de mantenimiento mayor, de las cuales 75 fueron programados ejecutados y 15 fueron ejecutados no programados. Mencionar también que no se efectuaron 20 actividades programadas y se ejecutaron 52 actividades de mantenimiento en menor tiempo.

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

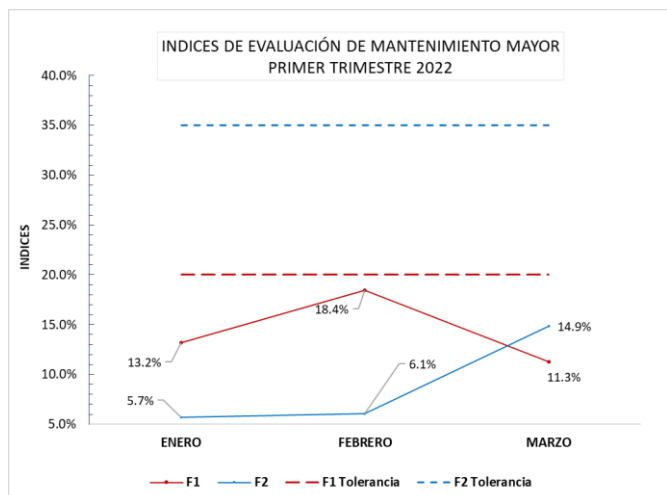


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

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 primer trimestre 2022 no se excedieron las tolerancias.

Gráfico 14. Índices de mantenimiento mayor en generación.



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

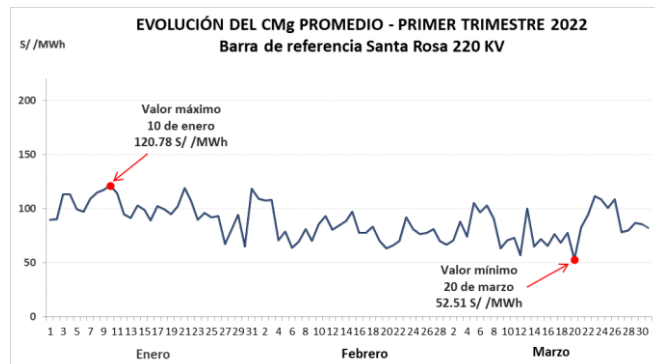
6 COSTOS

En este apartado se muestra la estadística del primer trimestre 2022 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) 2021, los costos marginales promedios tuvieron un comportamiento variable. El máximo valor promedio diario se registró el 10 de enero con 120.78 S/ / MWh, el mínimo valor promedio diario se registró 20 de marzo con 52.51 S/ / MWh. El promedio de todo el trimestre fue 87.63 S/ / MWh.

Gráfico 15. Costos Marginales- Santa Rosa 220kV.

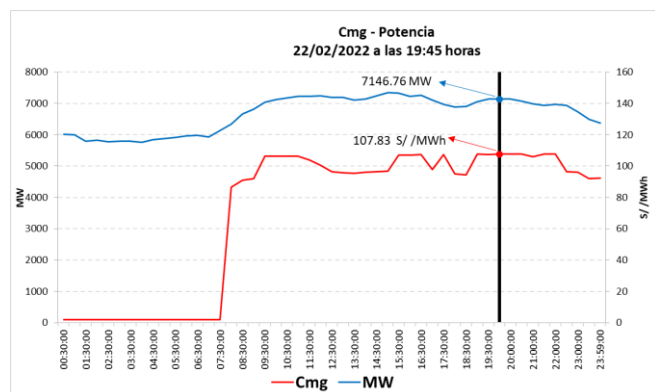


(*) Información (COES)-Elaboración de USGE.

6.2 CMg EN MÁXIMA DEMANDA COINCIDENTE DEL PRIMER TRIMESTRE 2022

La máxima demanda coincidente del SEIN en el primer trimestre fue el 22/02/2022 a las 19:45 h donde se alcanzó 7146.76 MW, el CMg en dicho punto fue de 107.83 S/ / MWh.

Gráfico 16. Costo marginal en día de máxima demanda.



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

6.3 COSTOS OPERATIVOS

Durante el primer trimestre 2022 los costos operativos ascendieron a 520.88 millones de soles, presentando un incremento de 297.78 millones de soles respecto del primer trimestre 2021. Se observa a continuación que los costos operativos acumulados en enero, febrero y marzo del primer 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.

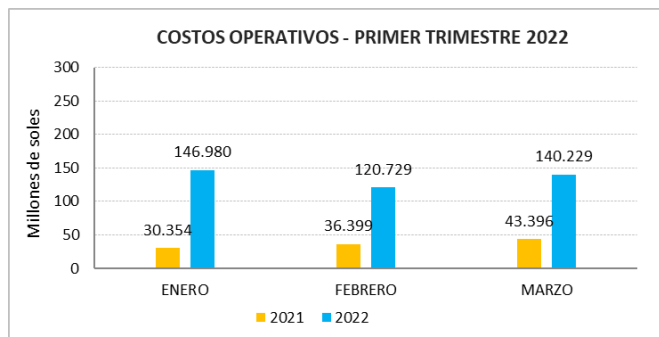
Tabla 6. Costos Variables de las Unidades de Generación antes y después de la modificación del Procedimiento COES N°31.

EMPRESA	GRUPO - MODO OPERACION	CV (\$./ KWh) 26/06/2021	CV (\$./ KWh) 26/03/2022	Var (%)
ENGIE	CHILCA1 TG3 - GAS	40.06	147.39	267.90%
ENGIE	CHILCA2 TG41 - GAS	40.01	146.86	267.09%
ENGIE	CHILCA1 TG1 - GAS	38.70	141.44	265.52%
ENGIE	CHILCA1 TG2 - GAS	38.23	139.39	264.66%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 4 - GAS	42.76	145.96	241.35%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA TG 3 - GAS	42.54	144.67	240.05%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG2 - GAS	43.18	146.68	239.73%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG1 - GAS	43.11	146.42	239.64%
KALLPA GENERACION S.A.	KALLPA TG3 - GAS	42.65	144.59	239.04%
KALLPA GENERACION S.A.	LFILORES TG1 GAS	42.64	144.54	238.99%
FENIX POWER PERU	FENIX GT11 - GAS	42.56	141.03	231.34%
FENIX POWER PERU	FENIX GT12 - GAS	42.36	140.25	231.08%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG1 - GAS	34.40	105.53	206.77%
ENGIE	CHILCA1 CCOMB TG3 - GAS	35.14	107.64	206.29%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO	36.69	108.66	196.13%
ENEL GENERACION PERU S.A.A.	VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS	36.60	108.26	195.76%

(*) 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 2022

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

- Disponen la publicación en el portal institucional del proyecto de resolución que fija el Cargo RER Autónomo para las Áreas No Conectadas a Red aplicable al periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2022 y el 30 de abril de 2023.

[RCD OSINERGMIN N° 017-2022-OS/CD](#)

- Califican sistemas de distribución eléctrica de diversas empresas en los sectores de distribución típicos y dictan otras disposiciones.

[RCD OSINERGMIN N° 018-2022-OS/CD](#)

- Otorgar concesión eléctrica rural a favor de ENTELIN PERÚ S.A.C. para desarrollar la actividad de dotación de energía eléctrica mediante generación autónoma con fuentes no convencionales en el proyecto Distribución de energía eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos domiciliarios en áreas rurales de San Martín y Loreto.

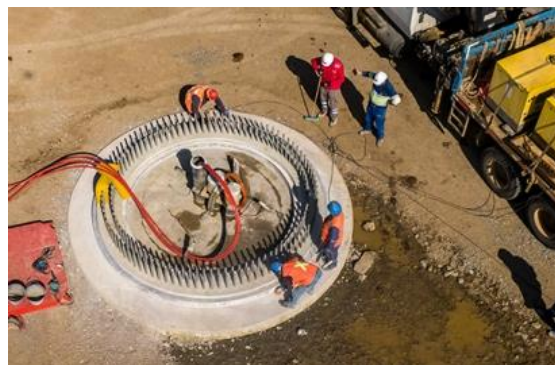
[RESOLUCIÓN DIRECTORAL N° 0199-2021-MINEM/DGE](#)

8 NOTICIAS DESTACADAS DEL SECTOR

8.1 LUZ VERDE DEL GOBIERNO PERUANO AL PARQUE CARAVELÍ DE LA ESPAÑOLA IBEREÓLICA

El Ministerio de Energía de Perú ha otorgado a Ibereólica las "concesiones definitivas de generación y transmisión" del

Parque Eólico Caravelí. La empresa española ha anunciado que prevé comenzar las obras de ejecución del parque, que tendrá una potencia de casi 220 megavatios, "en el segundo semestre de 2022". Ibereólica estima que Caravelí generará electricidad equivalente a la demanda de más de 250.000 hogares.



(*) Fuente: energías renovables

<https://acortar.link/lfrN8F>

8.2 OTORGAN CONCESIÓN TEMPORAL A ECORER S.A.C. PARA DESARROLLAR ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD RELACIONADOS A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA FUTURA "CENTRAL EÓLICA ACARÍ", EN LA PROVINCIA DE CARAVELÍ, DEPARTAMENTO DE AREQUIPA.

Otorgar a favor de ECORER S.A.C., la concesión temporal para desarrollar los Estudios de Factibilidad relacionados a la actividad de generación de energía eléctrica para la futura "Central Eólica Acarí", con una capacidad instalada estimada de 40 MW, los cuales se realizarán en el distrito de Acarí, provincia de Caravelí y departamento de Arequipa.

(*) Fuente: Diario El Peruano

<https://acortar.link/6LoMoU>