

MAYO DE 2023



Centro Nacional
de Despacho

INFORME SOBRE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE
MAYO 2023

GOP-14-5-2023

GRUPO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE MEDIANO Y LARGO
PLAZO
CND

INDICE

1. ALCANCE	2
2. PREMISAS	3
3. GENERACIÓN.....	6
4. ALMACENAMIENTO	7
5. DÉFICIT	9
6. VERE Y VEREC	10
7. RESERVA DE POTENCIA	11
8. NIVELES	12
9. CONCLUSIONES	15
10. ANEXO 1 : CONSIDERACIONES PLANIFICACIÓN SEMANA 17 DE 2023.....	16
11. ANEXO 2 : CONSIDERACIÓN DE REDUCCIÓN DE 20% DEL RECURSO HISTÓRICO DE CAUDALES PARA TODAS LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	17

1. ALCANCE

El presente informe tiene como objetivo evaluar las condiciones que se presentan en la operación para un horizonte móvil de un año (mayo de 2023 a abril 2024).

Se presenta el comportamiento esperado para las variables más importantes que representan las características y comportamientos del Sistema Interconectado Nacional.

Este documento se encuentra conformado por nueve secciones:

1. **Premisas:** presenta los datos de entrada considerados.
2. **Generación:** presenta los resultados en lo relacionado a la generación según tecnología.
3. **Energía Almacenada:** muestra el comportamiento de los resultados en cuanto a almacenamiento en los embalses Fortuna y Bayano.
4. **Déficit:** en esta sección se analiza las condiciones de riesgo y profundidad de déficit en caso de que existan.
5. **VERE Y VEREC:** se evalúa los índices VERE y VEREC para el horizonte en estudio.
6. **Reserva de Potencia:** se presenta evaluación de la reserva de potencia considerando los planes de mantenimientos y las actualizaciones de demanda en caso de que existan.
7. **Nivel de los Embalses:** se presenta el comportamiento de los niveles para el horizonte evaluado resaltando los niveles de fin de año con respecto a los datos históricos.
8. **Conclusiones.**
9. **Anexos.**

2. PREMISAS

Este informe considera el análisis de las variables más significativas en un horizonte móvil de un año. Como base para el análisis realizado, utilizamos los resultados del planeamiento del despacho de la semana No. 17 de 2023, considerando los siguientes elementos:

- Análisis con el SDDP para un periodo de 104 semanas.
- Nivel inicial del embalse de Fortuna: 1025.35 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Bayano: 53.58 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Changuinola: 157.52 msnm.
- Fue considerado el Programa de Mantenimientos Mayores 2023-2024 aprobado y sus modificaciones hasta la semana No. 17 de 2023.
- La proyección de la demanda de energía semanal utilizada corresponde a las proyecciones semanales suministradas por los consumidores correspondientes a la actualización del 2do trimestre de 2023.
- La referencia del costo de combustible corresponde a la entregada por los Agentes para la semana 17 de 2023, con las proyecciones del EIA actualizadas a abril de 2023.
- Utilización de los ICP de febrero de 2023.
- Utilización de Oferta de Largo Plazo entregada por los Autogeneradores Minera Panamá y ACP.
- Fue considerada la indisponibilidad total de la Central Hidroeléctrica Estí hasta la semana 25 del 2023, así como la recuperación de una unidad a partir de la semana 26 y la disponibilidad total de la central a partir de la semana 37, y en consecuencia el efecto sobre las centrales Lorena, Gualaca y Prudencia, debido a la topología propia de esta cadena.
- Fue modelada la desviación al canal de Lorena de acuerdo con lo informado en la nota DMA-ALT-089-22.

- Utilización de la Curva de Aversión al Riesgo (CAR)¹ para efectos de establecer la energía de reserva en los embalses semanalmente, que apoyan la confiabilidad del suministro.
- Utilización de la restricción de flujo de potencia desde el occidente del país.
- El resultado considera el comportamiento de los 50 escenarios (series) hidrológicos.
- Utilización del Costo de Energía no Servida de 2,890 \$/MWh ².
- La base de datos utilizada es la correspondiente a la semana 17 de 2023, la cual considera los proyectos de generación mostrados en la Tabla 1.

¹ Curva actualizada de acuerdo con la Resolución AN No. 11772-ELEC del 13 de noviembre de 2017 a partir de Planeamiento de semana 46 de 2017.

² Valor de CENS fijado a través de la Resolución AN No. 12831-Elec del 16 de octubre de 2018.

Tabla 1. Proyectos de generación considerados en la semana de planeamiento N°17 de 2023.

Proyectos 2023		Entrada en Operación Comercial			
Planta	Tecnología	MW	Fecha Planeamiento	Sem Disp	Sem Prueba
<u>Urbalia Cerro Patacón</u>	Biogas	8.10	01-jul-21		
<u>Estrella Solar</u>	Solar Fotovoltaica	4.93	23-jun-21	Semana 29	Semana 17
<u>Vista Alegre</u>	Solar Fotovoltaica	8.22	23-jun-21	Semana 29	Semana 17
<u>Milton Solar</u>	Solar Fotovoltaica	10.26	23-jun-21	Semana 29	Semana 17
<u>Sol Real</u>	Solar Fotovoltaica	10.78	23-jun-21	Semana 29	Semana 17
<u>Jagüito Solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.99	30-oct-21	Semana 21	Semana 17 - 20
<u>Esperanza Solar</u>	Solar Fotovoltaica	19.99	21-ago-21	Semana 21	Semana 17 - 20
<u>Madre Vieja Solar</u>	Solar Fotovoltaica	25.90	29-jul-22	Semana 21	Semana 17 - 20
<u>Bugaba Solar</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	31-ene-22	Semana 25	Semana 17 - 24
<u>Los Santos Solar</u>	Solar Fotovoltaica	7.56	31-dic-22		
<u>Pedregalito G3</u>	Hidroeléctrica	0.22	30-abr-22	Semana 30	Semana 17 - 29
<u>Toabré</u>	Eólica	66.00	30-may-22	Semana 25	Semana 17 - 24
<u>La Yeguada</u>	Hidroeléctrica	7.00	31-jul-21	Semana 24	Semana 17 - 23
<u>Pacora II</u>	Solar Fotovoltaica	3.00	04-dic-21	Semana 30	Semana 17 - 29
<u>Eco-Hidro Tizingal</u>	Hidroeléctrica	0.74			
<u>Cadasa</u>	Autogenerador	32.00		Semana 18	Semana 17
<u>Rio de Jesús</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	17-abr-23	Semana 17	Semana 17
<u>Daconan Etapa 3</u>	Solar Fotovoltaica	5.61	01-abr-23	Semana 18	Semana 17 - 17
<u>Oro solar</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	03-may-23	Semana 21	Semana 17 - 20
<u>Andrea's Power</u>	Solar Fotovoltaica	0.99	20-may-23	Semana 20	Semana 17 - 19
<u>Anton Solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.00	15-jul-23	Semana 28	Semana 17 - 27
<u>Panasolar II</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	01-jul-23	Semana 26	Semana 17 - 25
<u>Panasolar III</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	01-jul-23	Semana 26	Semana 17 - 25
<u>Macano Solar (Etapa II)</u>	Solar Fotovoltaica	2.63	06-may-23	Semana 24	Semana 17 - 17
<u>Caimitillo</u>	Eólica	1.88	06-may-23		
TOTAL		259.79			

3. GENERACIÓN

El Gráfico 1 presenta la contribución promedio por tipo de generación para el horizonte móvil de un año (desde la semana 17 de 2023 hasta la semana 16 de 2024). La producción de energía esperada en el año móvil corresponderá en un 64.43% de la generación hidroeléctrica, 23.31% de las termoeléctricas, 7.32% de las centrales solares y 4.94% de las centrales eólicas. Se presenta la composición por tipo de generación para el horizonte analizado.

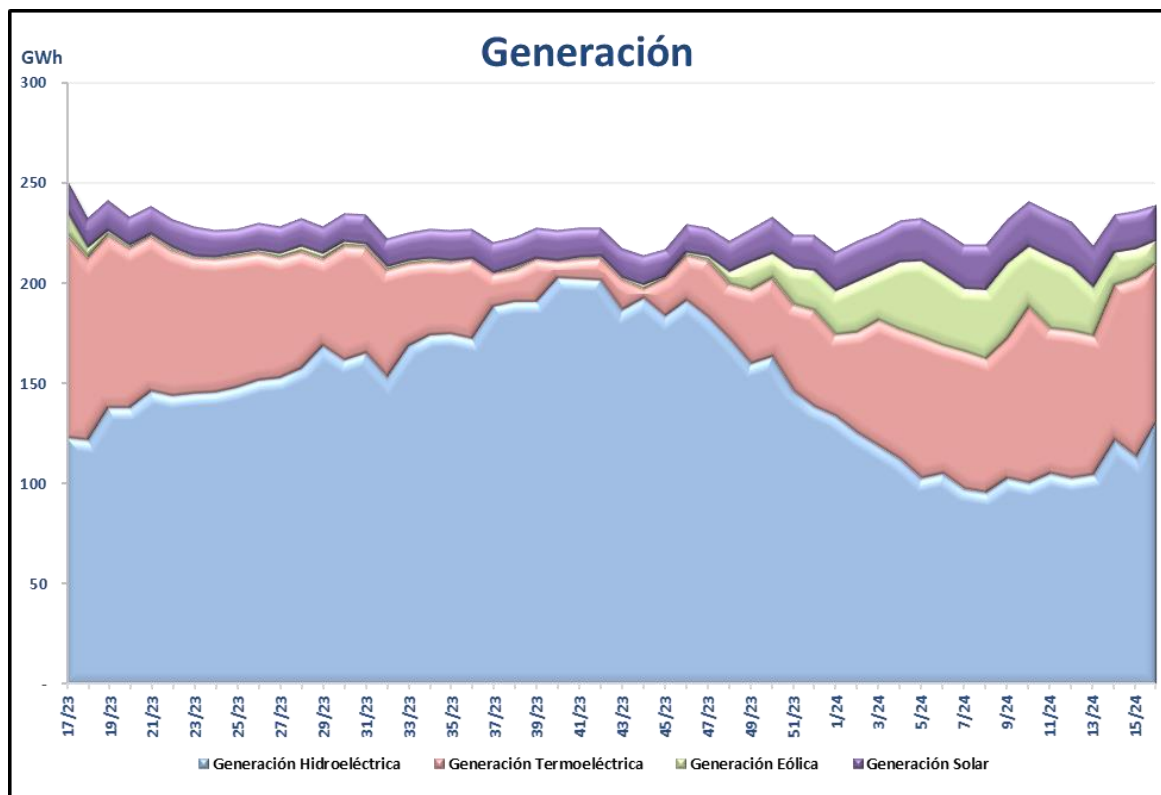


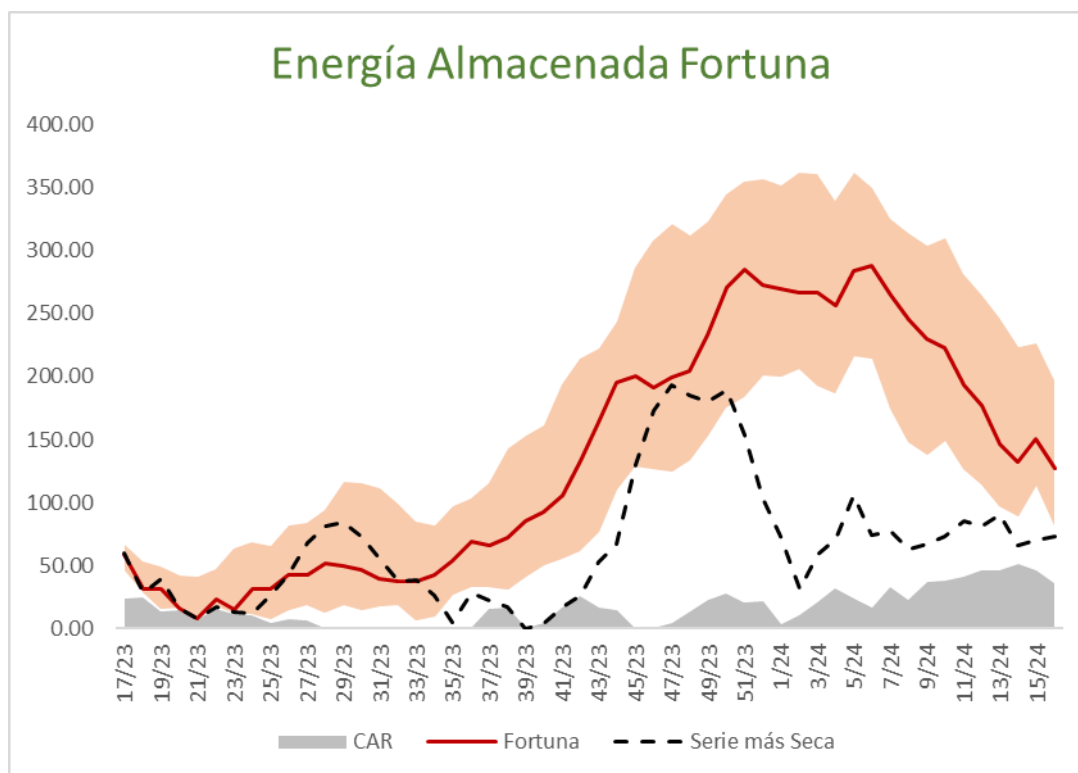
Gráfico 1. Generación por tipo dentro del horizonte móvil.

	[GWh]	[%]
Generación Hidroeléctrica	7,663.13	64.43%
Generación Termoeléctrica	2,772.74	23.31%
Generación Eólica	587.42	4.94%
Generación Solar	871.01	7.32%
Generación Total	11,894.30	100.00%

Tabla 2. Distribución de la generación dentro del horizonte móvil.

4. ALMACENAMIENTO

Los gráficos 2 y 3 muestran la mediana y los percentiles 25 y 75 del comportamiento de la energía almacenada en los embalses Fortuna y Bayano, respectivamente, junto al comportamiento de la serie más seca, donde se aprecia que hasta el percentil 25 ninguno de los dos embalses incumple en el requerimiento de la CAR. En el escenario hidrológico más seco, para ambos embalses no se presenta violación a la CAR; no obstante, para el embalse de Fortuna se alcanza el valor exacto requerido por la CAR en las semanas 38 a la 42 del 2023 para Fortuna y para el embalse de Bayano alcanza el valor exacto requerido por la CAR en las semanas 21 y 23 y de la semana 33 a la 35 del 2023.



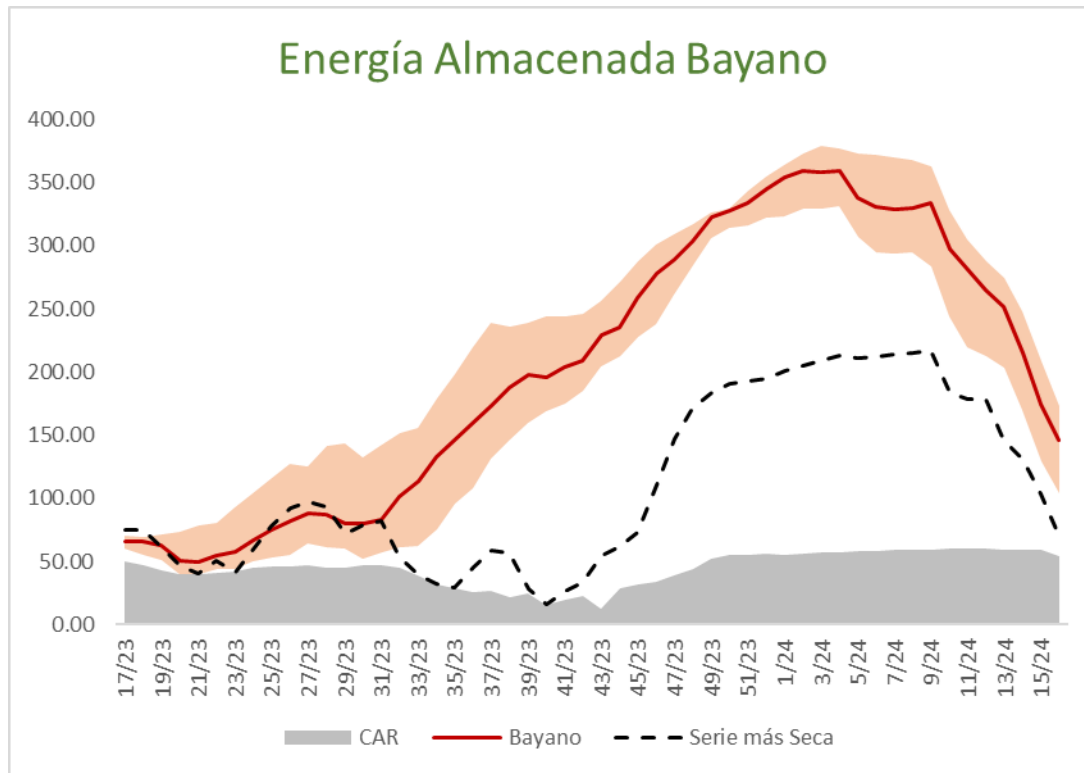


Gráfico 3. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Bayano.

El Gráfico 4 muestra la probabilidad de violación de la CAR de cada embalse por semana, donde se aprecia que, en el horizonte de estudio, la mayor probabilidad de la violación de la CAR es de 8% (4 series) para el embalse de Fortuna, en la semana 21 de 2023 y 12% (6 series) para el embalse de Bayano en las semanas 20 y 21 de 2023.



Gráfico 4. Probabilidad de violación de la CAR por semana y embalse.

5. DÉFICIT

En el análisis del déficit resultante, se utiliza el bloque 1 del abastecimiento de la demanda donde se presenta el mayor requerimiento de potencia para cubrir el consumo. El Gráfico 5 presenta el monto promedio y la probabilidad del déficit por semana en el bloque de máxima demanda, donde se aprecia que la mayor probabilidad de déficit es de 4% y se registra en las semanas 20 y 21 de 2023, en las series con menor generación hidroeléctrica.

El CND mantiene un seguimiento continuo de las condiciones y variables del sistema que inciden en el despacho tal cual lo establece la Metodología para Administrar el Racionamiento de Energía Eléctrica, que describe las condiciones y criterios operativos relacionados con la Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Energía (ATBDE), la Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Potencia (ATBDP), el Estado o Condición de Alerta de Racionamiento por Energía (EARE), y el Estado de Alerta

por Racionamiento de Potencia (EARP) siempre y cuando la reserva de energía de los embalses con regulación mayor a 90 días esté por debajo del nivel crítico de cada embalse. De acuerdo con lo indicado en el numeral MDR.2.9 de la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica el nivel crítico es aquel que garantiza la operación de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación mayor a 90 días considerando aportes hidrológicos nulos y la central despachada a plena carga por 8 horas diarias durante 30 días calendarios. En la sección 8 de este informe se presenta mayor detalle respecto a los niveles.

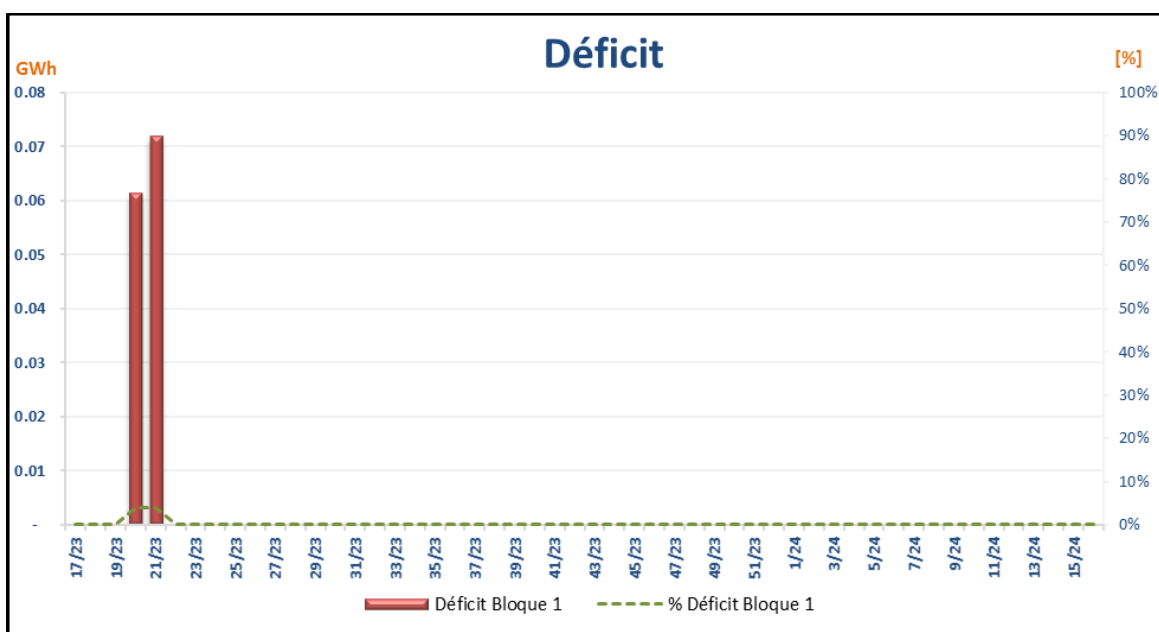


Gráfico 5. Déficit promedio en el bloque 1.

6. VERE Y VEREC

Los índices evaluados son:

- Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE): se define como el porcentaje promedio de la demanda que se raciona en un periodo determinado (semana). El promedio está referenciado a los escenarios hidrológicos que se simulan. Para este estudio el valor considerado del VERE es 1.5%.

- Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC): representa el porcentaje de las series sintéticas más secas utilizadas en el estudio, en las cuales ocurre un racionamiento de energía. El valor de VEREC considerado en este estudio es 2%. Se considera 5% de las series (que representa 3 de las 50 series sintéticas contempladas en la simulación). En estas series el racionamiento presentado debe ser menor al 2% de la demanda.

La Tabla 3 muestra un resumen de la evaluación de los índices VERE y VEREC, donde se aprecia que se cumple con ambos criterios en las semanas donde podría presentarse déficit.

Semana	Déficit promedio (GWh)	Series más secas			Demanda (GWh)	VERE		VEREC	
		Serie 11	Serie 46	Serie 19					
20/2023	0.637	0.00	0.00	0.00	225.08	0.28%	Cumple	0.00%	Cumple
21/2023	0.459	0.00	0.00	0.00	229.92	0.20%	Cumple	0.00%	Cumple

Tabla 3. Índices VERE Y VEREC

7. RESERVA DE POTENCIA

La reserva de potencia fue evaluada considerando la última actualización del Programa de Mantenimientos Mayores 2023-2024, así como el pronóstico de demanda suministrado en etapas semanales por los Agentes Consumidores para la planificación del despacho. El Gráfico 6 muestra la demanda en el bloque 1 junto a la Potencia Disponible acumulada por tecnología y la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) del sistema.

Tanto la Potencia Disponible como la PFLP son superiores a la demanda en todas las semanas del horizonte analizado. En la semana 17 de 2023 al igual que en la semana 10 de 2024, la demanda requiere de generación renovable no convencional para ser abastecida.

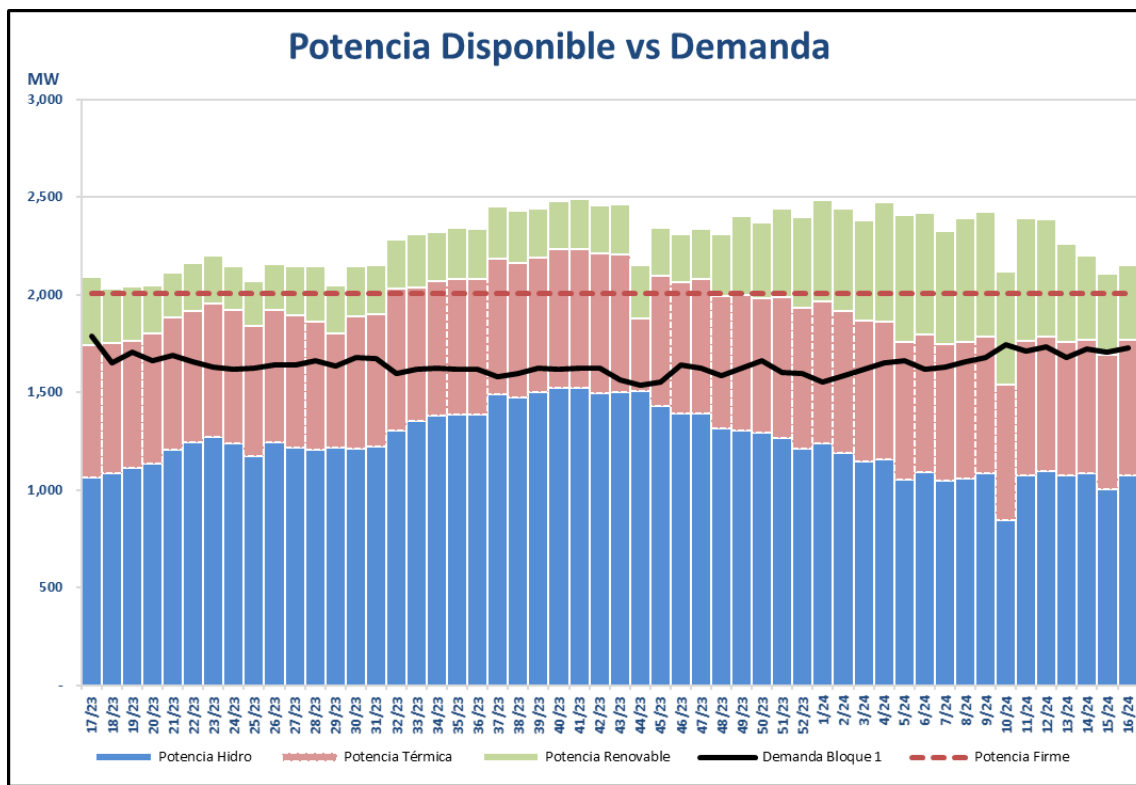


Gráfico 6. Potencia disponible y demanda en el bloque 1.

8. NIVELES

Los gráficos 7 y 8 muestran la evolución del nivel real de los embalses junto con el nivel asociado a la CAR y el nivel crítico. Actualmente, si bien Fortuna se encuentra por debajo del nivel crítico y Bayano registra un valor cercano su nivel crítico, ambos embalses se encuentran por encima del nivel asociado a la CAR. El Gráfico 9 muestra el almacenamiento conjunto de los embalses junto con la energía asociado al nivel crítico total, donde se aprecia que se está por encima del requerimiento total.

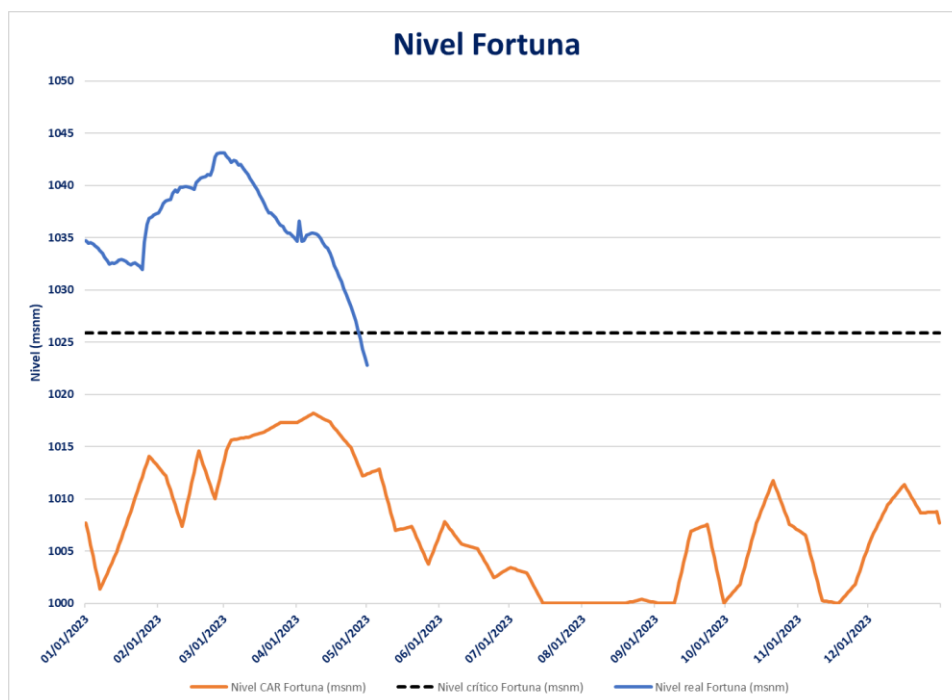


Gráfico 7. Evolución del nivel de Fortuna.

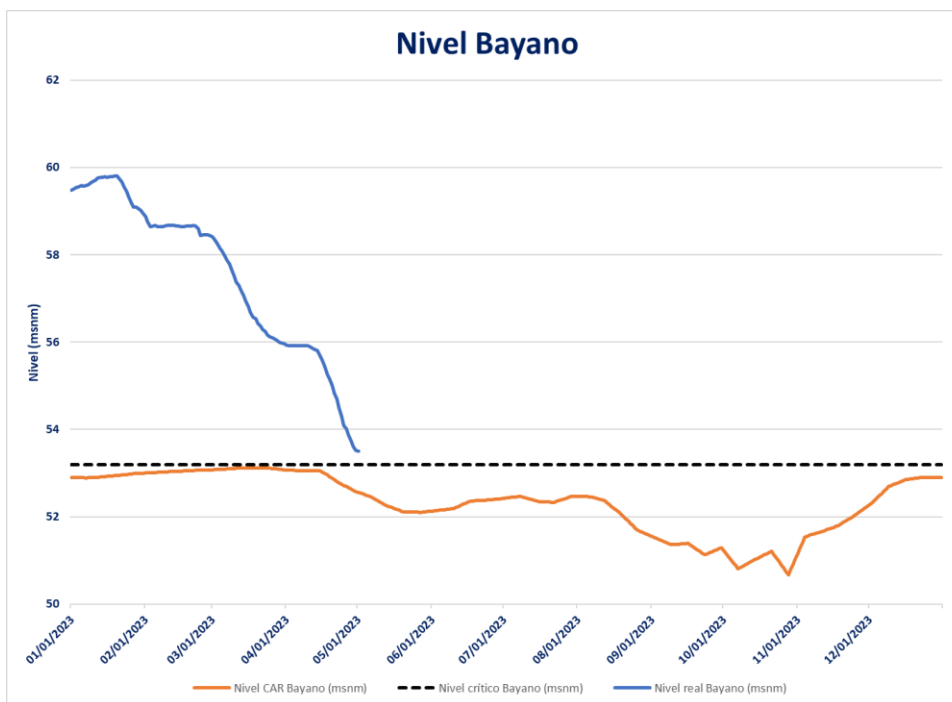


Gráfico 8. Evolución del nivel de Bayano.

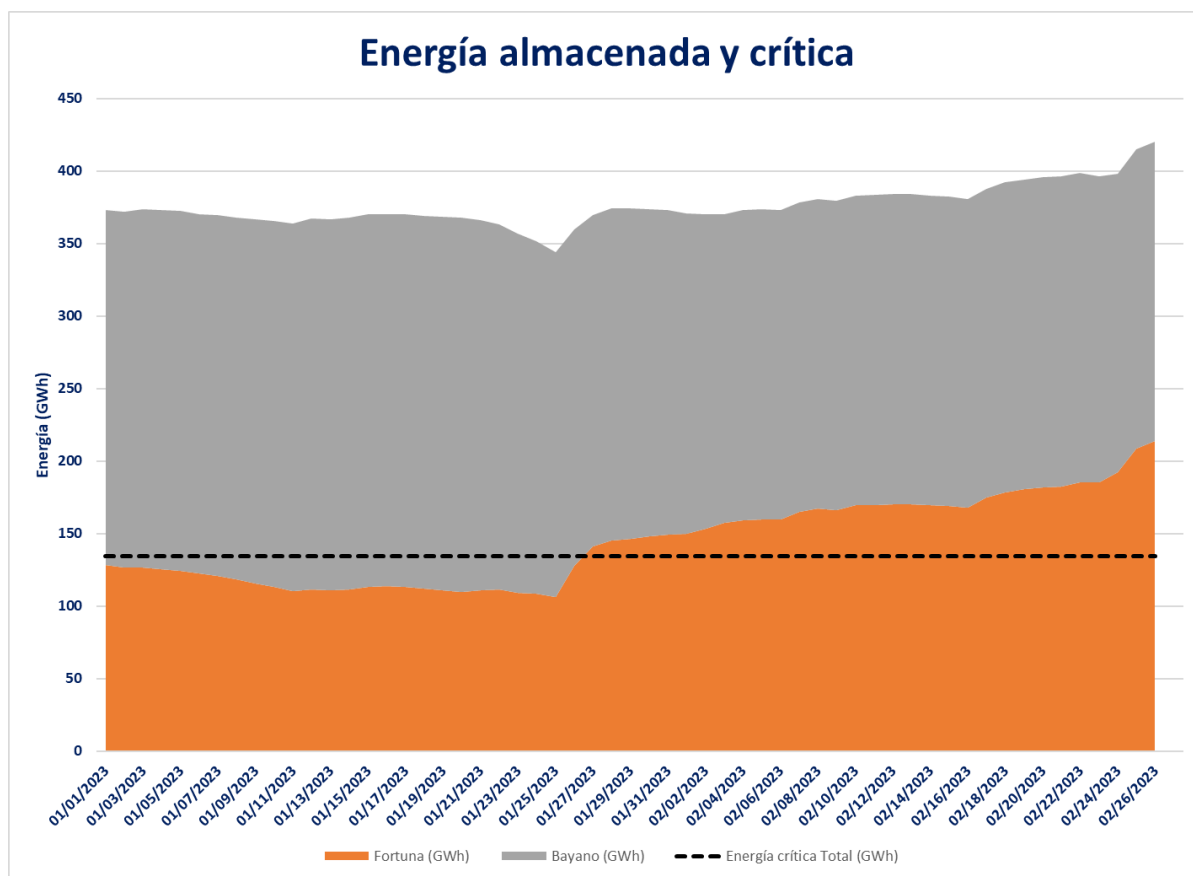


Gráfico 9. Evolución de la energía almacenada de los embalses.

9. CONCLUSIONES

- Con relación al comportamiento observado en la generación eléctrica total para el horizonte de este estudio, se prevé que el 64.43% de la generación provenga de fuentes hídricas, seguido de fuentes térmicas aportando 23.31%, luego fuentes solares con 7.32%, y finalmente fuentes eólicas con 4.94%.
- El mayor riesgo de violación de la CAR en el horizonte de estudio es 12% (6 series) para el embalse Bayano para las semanas 20 y 21 de 2023 ídem 10% en (5 series) para el embalse de Fortuna para la semana 21 de 2023.
- Se observa una probabilidad de 4% de déficit en las semanas 20 y 21 del 2023 para el horizonte evaluado. El CND dará seguimiento a la disponibilidad del plantel de generación nacional y, de ser necesario, evaluará la suspensión y/o reprogramación de mantenimientos en el período analizado, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda esperada.
- La reserva de potencia no presenta situaciones de desabastecimiento de la demanda estimada en el bloque de máxima demanda para el horizonte evaluado. Tanto la Potencia Disponible como la Potencia Firme de Largo Plazo son superiores a la demanda prevista en todo el horizonte de estudio.
- Igualmente, ante la pérdida de una central de gran tamaño de manera prolongada, el CND supervisará el riesgo de desabastecimiento producto de esta indisponibilidad no programada y al efecto conjunto con la programación de los mantenimientos y la hidrología prevista. En esta línea, se mantendrá el seguimiento a la indisponibilidad de la Central Hidroeléctrica Estí, con la finalidad de disponer de los datos más actualizados como premisas para la planificación de mediano plazo.
- Actualmente, ambos embalses se encuentran por encima del nivel asociado a la CAR.

10. ANEXO 1 : Consideraciones planificación semana 17 de 2023.

Presentamos como anexo las consideraciones incluidas en la planificación de la semana 17 de 2023.

Observaciones para la Semana 17:

1	Niveles iniciales estimados según cuadro de datos iniciales.
2	Actualización de aportes semanales históricos semanas 15 y 16 de 2023
3	Actualización de costos de combustibles según el declarado por empresa.
4	Unidades A.C.P. y MPSA modeladas según su oferta declarada.
5	Pronóstico de demanda de largo plazo para la semana 17; 221.15 GWh.
6	Pronóstico de demanda de corto plazo para la semana 17; calculado por el CND: 231.116 GWh.
7	Pronóstico de exportación para la semana 17 calculado por el CND: 10.05 GWh.
8	Pronóstico de importación para la semana 17 calculado por el CND: 0.51 GWh.
9	Modelado Mantenimiento de BARRO BLANCO
10	Modelado Mantenimiento de ESTÍ
11	Modelado Mantenimiento de LA ESTRELLA
12	Modelado Mantenimiento de LA POTRA
13	Modelado Mantenimiento de LOS PLANETAS
14	Modelado Mantenimiento de LOS PLANETAS 2
15	Modelado Mantenimiento de LOS VALLES
16	Modelado Mantenimiento de MINI POTRA
17	Modelado Mantenimiento de MIRG10
18	Modelado Mantenimiento de MIRG9
19	Modelado Mantenimiento de PANAM
20	Modelado Mantenimiento de PANAM II
21	Modelado Mantenimiento de SPARKLE PW1
22	Actualización en el PMM (Bonyic)
23	Actualizado OLP (ACP)
24	Actualizado DLP ACP

11. ANEXO 2 : Consideración de reducción de 20% del recurso histórico de caudales para todas las centrales hidroeléctricas.

Con la finalidad de incluir los posibles efectos sobre la optimización del comportamiento hidrológico previsto a raíz de la probabilidad de desarrollo del Fenómeno de El Niño para este año, se anexa al informe de cobertura de la demanda de mayo de 2023, los resultados relevantes producto de una evaluación en la cual se simuló una reducción del 20% del recurso histórico de caudales para todas las centrales hidroeléctricas desde el mes de junio de 2023 hasta diciembre del presente.

ALMACENAMIENTO

Los gráficos 10 y 11 muestran la mediana y los percentiles 25 y 75 del comportamiento de la energía almacenada en los embalses Fortuna y Bayano, respectivamente, junto al comportamiento de la serie más seca, donde se aprecia que hasta el percentil 25 ninguno de los dos embalses incumple en el requerimiento de la CAR. En el escenario hidrológico más seco, para ambos embalses no se presenta violación a la CAR; no obstante, para el embalse de Fortuna se alcanza el valor exacto requerido por la CAR en las semanas 34 y 35 y de la semana 37 a la 42 del 2023 para Fortuna y para el embalse de Bayano alcanza el valor exacto requerido por la CAR en las semanas 31 y 35 del 2023.

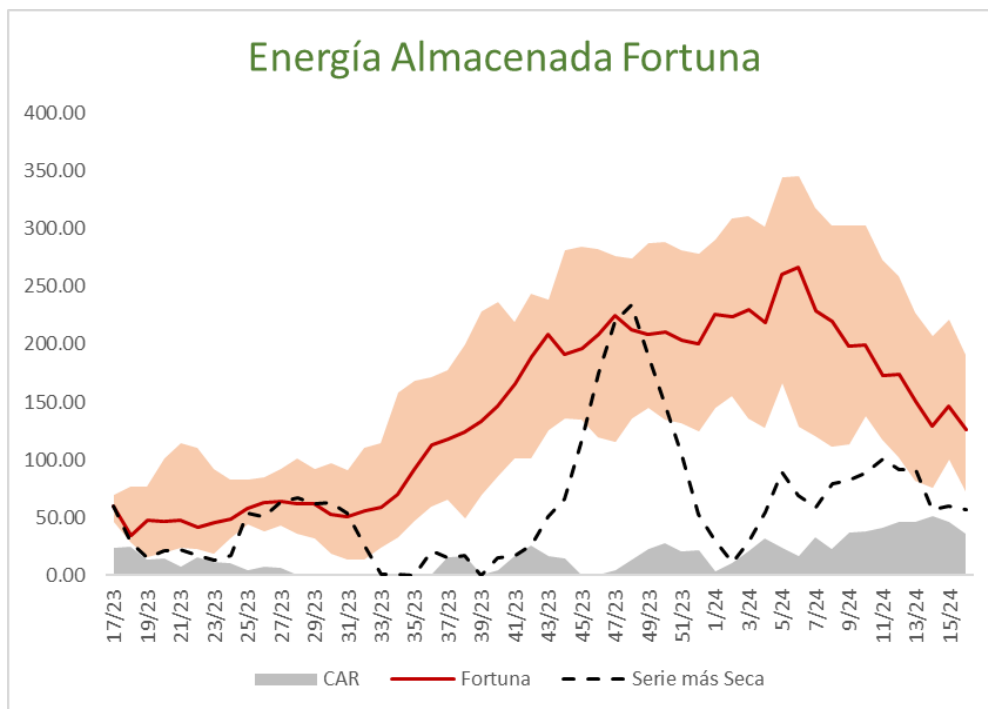


Gráfico 10. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Fortuna.

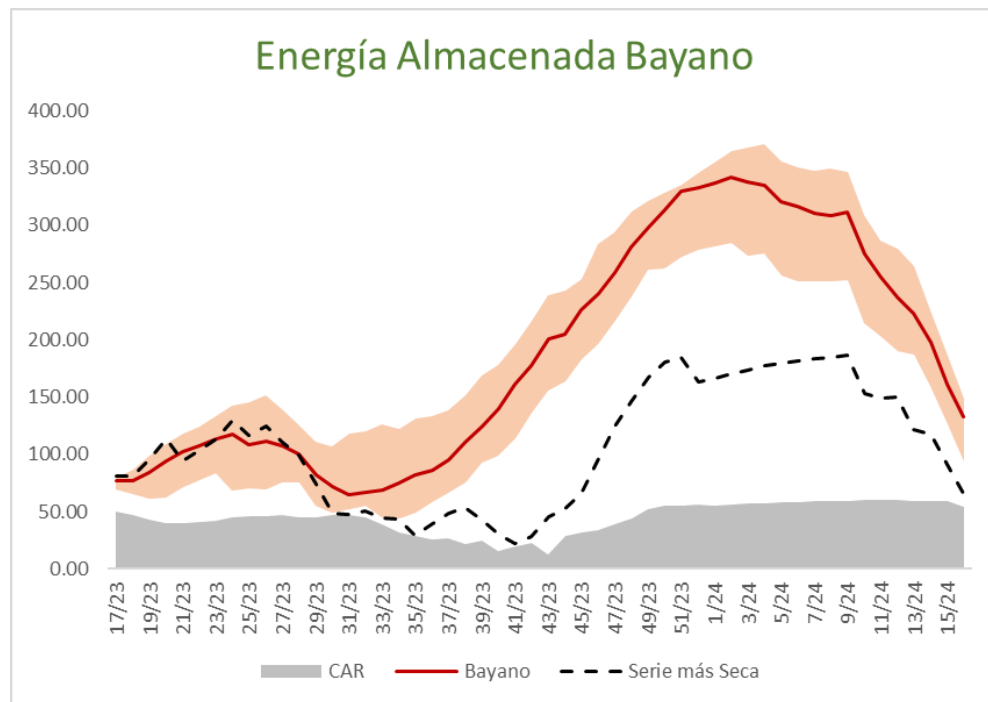


Gráfico 11. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Bayano.

El Gráfico 4 muestra la probabilidad de violación de la CAR de cada embalse por semana, donde se aprecia que, en el horizonte de estudio, la mayor probabilidad de la violación de la CAR es de 10% (5 series) para ambos embalses, en la semana 22 de 2023 . La probabilidad de violación de la CAR para Bayano se mantiene hasta la semana 31 de 2023, 4 semanas adicionales con respecto a los resultados oficiales, en tanto para Fortuna se mantiene hasta la semana 28 de 2023, igualmente 4 semanas adicionales respecto a los resultados oficiales.



Gráfico 12. Probabilidad de violación de la CAR por semana y embalse.

DÉFICIT

El Gráfico 53 presenta el monto promedio y la probabilidad del déficit por semana en el bloque de máxima demanda, donde se aprecia que el riesgo de mayor déficit se mantiene en 4% y se registra

en cinco semanas, 20, 21, 22, 24 y 25 de 2023, a diferencia de los resultados oficiales en los que se registraba únicamente en dos semanas, el déficit se registra en las series con baja hidrología.

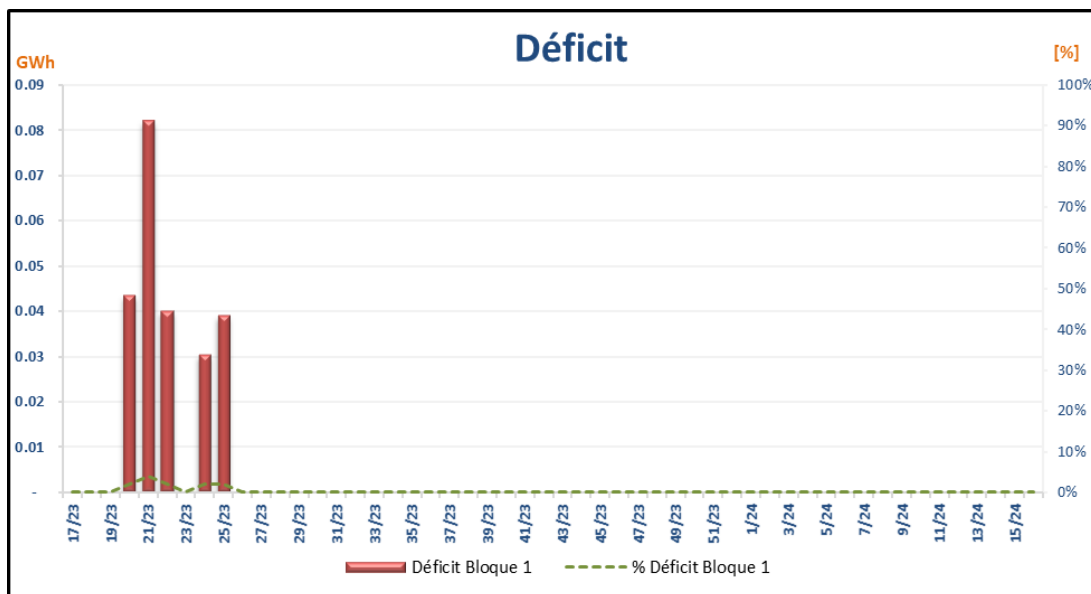


Gráfico 13. Déficit promedio en el bloque 1.

VERE Y VEREC

Tal como se mencionó en el contenido del informe los índices evaluados son: Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE) y Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC).

La Tabla 4 muestra un resumen de la evaluación de los índices VERE y VEREC, donde se aprecia que, si bien se registran más semanas con probabilidad de déficit, se cumple con ambos criterios en todas estas semanas.

Semana	Déficit promedio (GWh)	Series más secas			Demanda (GWh)	VERE		VEREC	
		Serie 11	Serie 19	Serie 46					
20/2023	0.228	0.00	0.00	0.00	225.08	0.10%	Cumple	0.00%	Cumple
21/2023	0.357	0.00	0.00	0.00	229.92	0.16%	Cumple	0.00%	Cumple
22/2023	0.244	0.00	0.00	0.00	224.58	0.11%	Cumple	0.00%	Cumple
24/2023	0.036	0.00	0.00	0.00	220.44	0.02%	Cumple	0.00%	Cumple
25/2023	0.220	0.00	0.00	0.00	219.63	0.10%	Cumple	0.00%	Cumple

Tabla 4. Índices VERE Y VEREC

Como conclusión de este anexo se incluyen dos tablas comparativas en los cuales se resumen los parámetros evaluados, tabla 5, y la distribución de generación por tipo, en la tabla 6, respectivamente.

Parámetro	Embalse	Resultados oficiales	Reducción de 20% del recurso
Semanas con almacenamiento = Requerido CAR (escenario más seco)	Fortuna	5	7
	Bayano	5	2
Mayor probabilidad de riesgo violación a la CAR	Fortuna	8%	10%
	Bayano	12%	10%
Probabilidad de déficit		4%	4%
Cantidad de semanas con probabilidad de déficit		2	5

Tabla 5. Comparación de parámetros evaluados.

		Resultados oficiales	Reducción de 20% del recurso histórico
	[GWh]	[%]	[%]
Generación Hidroeléctrica	6,724.69	64.43%	56.54%
Generación Termoeléctrica	3,710.01	23.31%	31.19%
Generación Eólica	587.42	4.94%	4.94%
Generación Solar	871.01	7.32%	7.32%
Generación Total	11,893.14	100.00%	100.00%

Tabla 6. Comparación de distribución de generación.