

DICIEMBRE DE 2025



Centro Nacional
de Despacho

INFORME SOBRE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE
DICIEMBRE 2025

GOP-91-12-2025

GRUPO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE MEDIANO Y LARGO
PLAZO
CND



ÍNDICE

1. ALCANCE	2
2. PREMISAS	3
3. GENERACIÓN.....	5
4. ALMACENAMIENTO	6
5. VERE Y VEREC	9
6. DÉFICIT	10
7. RESERVA DE POTENCIA	11
8. NIVELES	13
9. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO	17
10. CONCLUSIONES	18
11. ANEXO 1: CONSIDERACIONES PLANIFICACIÓN SEMANA N°44 DE 2025.	21

1. ALCANCE

El presente informe tiene como objetivo evaluar las condiciones que se presentan en la operación para un horizonte móvil de un año (diciembre de 2025 a noviembre de 2026).

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 las siguientes secciones:

2. **Premisas:** presenta los datos de entrada considerados.
3. **Generación:** presenta los resultados en lo relacionado a la generación según tecnología.
4. **Energía Almacenada:** muestra el comportamiento de los resultados en cuanto a almacenamiento en los embalses Fortuna y Bayano.
5. **Déficit:** en esta sección se analiza las condiciones de riesgo y profundidad de déficit en caso de que existan.
6. **VERE Y VEREC:** se evalúa los índices VERE y VEREC para el horizonte en estudio.
7. **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.
8. **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.
9. **Probabilidad de vertimiento:** en esta sección se analiza la probabilidad de vertimiento de los embalses en el horizonte de estudio, considerando aportes hidrológicos y almacenamiento en los embalses.
10. **Conclusiones.**
11. **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. 49 de 2025, considerando los siguientes elementos:

- Análisis con el SDDP para un periodo de 104 semanas.
- Nivel inicial del embalse de Fortuna: 1039.67 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Bayano: 60.38 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Changuinola: 157.30 msnm.
- Fue considerado el Programa de Mantenimientos Mayores 2026-2027 aprobado y sus modificaciones hasta la semana No. 49 de 2025.
- La proyección de la demanda de energía semanal utilizada corresponde a las proyecciones semanales suministradas por los consumidores correspondientes a la actualización del cuarto trimestre de 2025.
- La referencia del costo de combustible corresponde a la entregada por los Agentes para la semana 49 de 2025, con las proyecciones del EIA (U.S. Energy Information Administration) actualizadas a noviembre 2025.
- Utilización de los ICP (Indisponibilidad de Corto Plazo) de octubre de 2025.
- Utilización de Oferta de Largo Plazo entregada por los Autogeneradores CADASA, ANSA y ACP.

- 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.
- Modelada la restricción de flujo de potencia, desde el occidente del país.
- Modelada la restricción de flujo de potencia a través de las líneas paralelas 230-47A y 230-48A, desde la SE Panamá a la SE Panamá III.
- Modelada la restricción de flujo de potencia a través de la línea de transmisión 230-9A, desde la S.E Boquerón III a la S.E. Mata de Nance.
- 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 al planeamiento de la semana 49 de 2025, la cual considera los proyectos de generación mostrados en la Tabla 1.

¹ Curva actualizada de acuerdo con la Resolución AN No. 19356-ELEC del 2 de julio de 2024 a partir de Planeamiento de semana 27 de 2024.

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°49 de 2025.

Proyectos 2025		Entrada en Operación Comercial			
Planta	Tecnología	MW	Fecha Planeamiento	Sem Disp	Sem Prueba
<u>Bugaba Solar</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	17-ene-26	Semana 3	Semana 49 - 2
<u>Pedregalito G3</u>	Hidroeléctrica	7.56	17-ene-26	Semana 3	Semana 49 - 2
<u>Eco-Hidro Tizingal</u>	Hidroeléctrica	0.74			
<u>Cadasa</u>	Autogenerador	32.00			
<u>Caimitillo</u>	Eólica	1.88	12-sep-26	Semana 36	Semana 49 - 36
<u>Corotú solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.96	01-mar-26	Semana 1	Semana 49 - 52
<u>Parque Solar Alanje 1</u>	Solar Fotovoltaica	9.80	06-dic-25	Semana 49	Semana 49 - 48
<u>Parque Solar Alanje 2</u>	Solar Fotovoltaica	9.80	13-dic-25	Semana 50	Semana 49 - 49
<u>Parque Solar Alanje 3</u>	Solar Fotovoltaica	9.80	13-dic-25	Semana 50	Semana 49 - 49
<u>Deca Solar</u>	Solar Fotovoltaica	0.50	06-dic-25	Semana 49	Semana 49 - 49
	TOTAL	87.04			

3. GENERACIÓN

El Gráfico 1 presenta la contribución promedio por tipo de generación para el horizonte móvil de un año (desde la semana 49 de 2025 hasta la semana 48 de 2026). La producción de energía esperada en el año móvil corresponderá en un 57.30% de la generación hidroeléctrica, 28.75% de las termoeléctricas, 10.42% de las centrales solares y 3.53% de las centrales eólicas. Se presenta la composición por tipo de generación para el horizonte analizado.

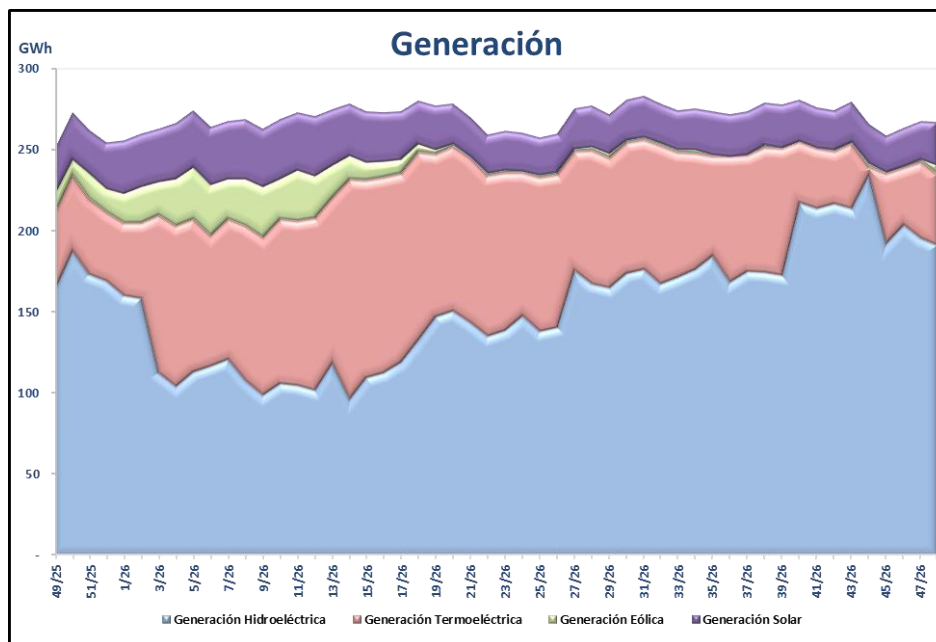


Gráfico 1. Generación por tipo dentro del horizonte móvil.

	[GWh]	[%]
Generación Hidroeléctrica	8,052.24	57.30%
Generación Termoeléctrica	4,040.18	28.75%
Generación Eólica	496.77	3.53%
Generación Solar	1,464.21	10.42%
Generación Total	14,053.40	100.00%

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

4. ALMACENAMIENTO

El Gráfico 2 y el Gráfico 3 muestran la mediana y los percentiles 25 y 75 del comportamiento de la energía almacenada en los embalses Fortuna y Bayano, respectivamente, junto con el comportamiento de la serie más seca. En el Gráfico 2 se observa que la energía almacenada promedio de las 50 series en el embalse de Fortuna, se mantiene en niveles que no comprometen el cumplimiento del requerimiento de la CAR.

No obstante, en el escenario hidrológico más seco, correspondiente a la serie 46, se observa que en las semanas 3, 4, 7, 11, 12, 15, 16, 31, 33 al 38 y 42 del año 2026, la energía almacenada coincide con los valores mínimos requeridos por la CAR. Estas semanas corresponden a la época seca, cuando la disponibilidad hídrica es menor y el requerimiento del almacenamiento energético es mayor.

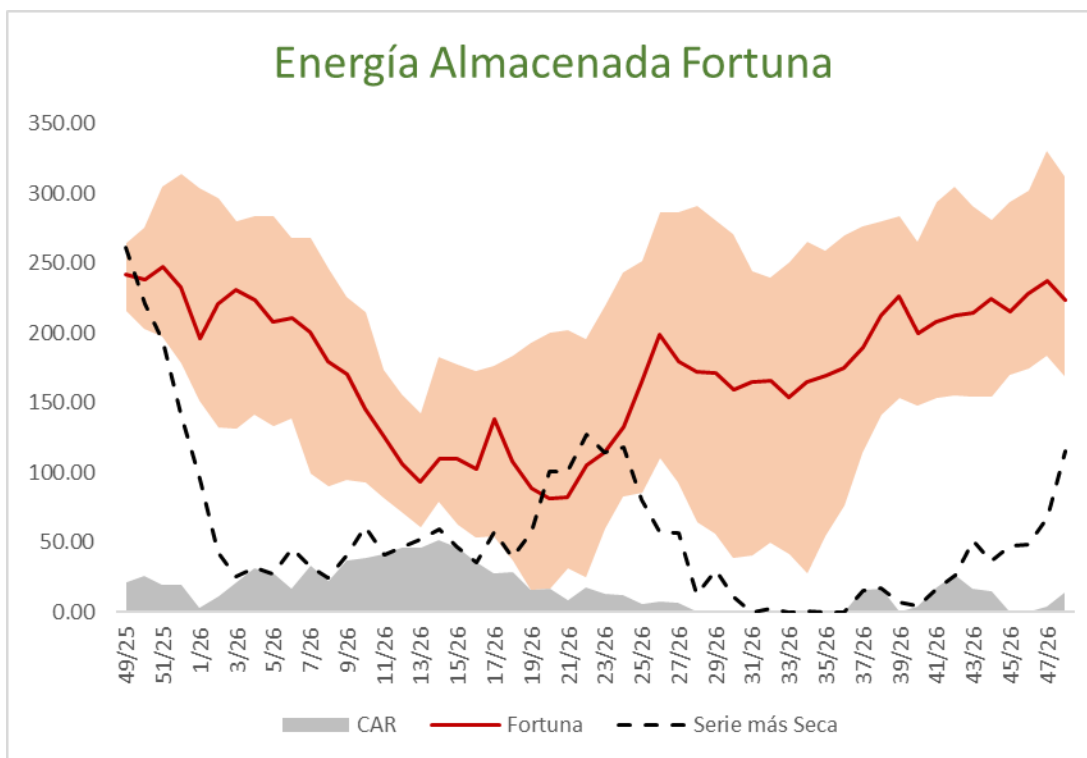


Gráfico 2. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Fortuna.

En el Gráfico 3 se observa que la energía almacenada promedio de las 50 series en el embalse de Bayano se mantiene en niveles alejados al requerimiento de la CAR. Por otro lado, en el escenario más seco, la energía almacenada se empieza aproximar al nivel requerido por la CAR desde la primera semana de 2026, alcanzando finalmente el valor mínimo requerido por la CAR en las semanas 12 a 14 de 2026, lo cual coincide con la llegada de la época seca.

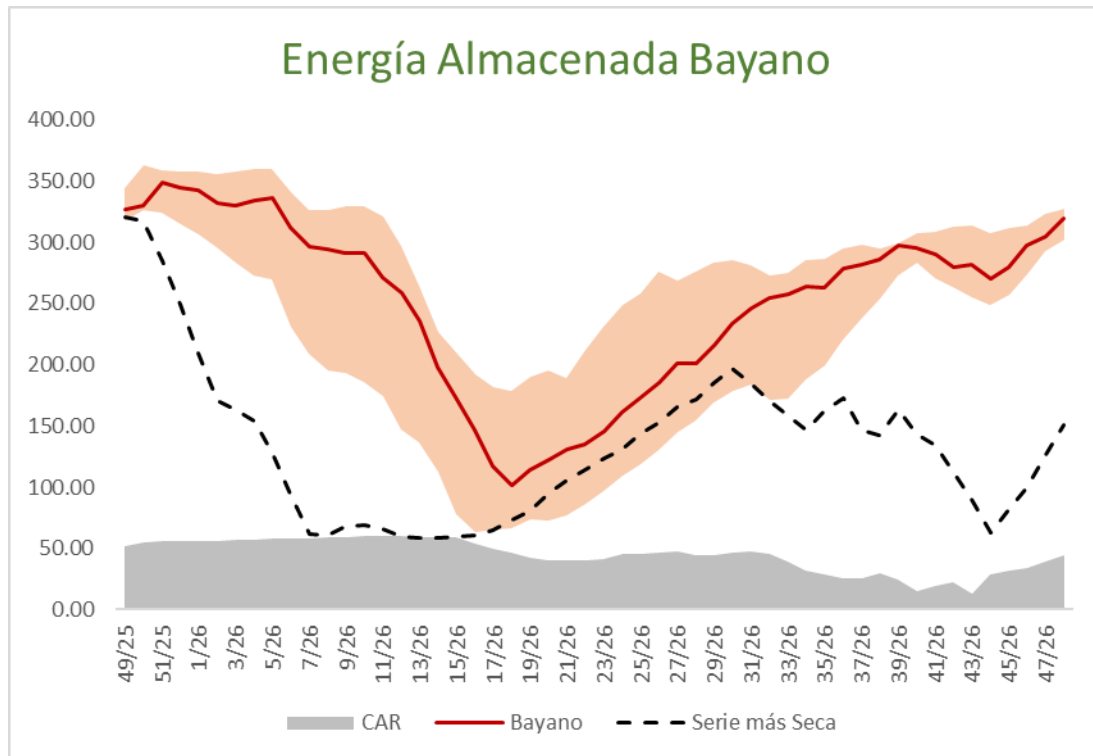


Gráfico 3. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Bayano.

El Gráfico 4 muestra la probabilidad de violación del requerimiento de la CAR para cada embalse, evaluada semanalmente. Se observa que, en el horizonte de estudio, la mayor probabilidad de violación de la CAR es de 6% (3 series) para el embalse de Bayano en la semana 14 de 2026, mientras que, para el embalse de Fortuna, la mayor probabilidad de violación de la CAR es del 2% (1 serie), presentada durante las semanas 14 y 15 de 2026.

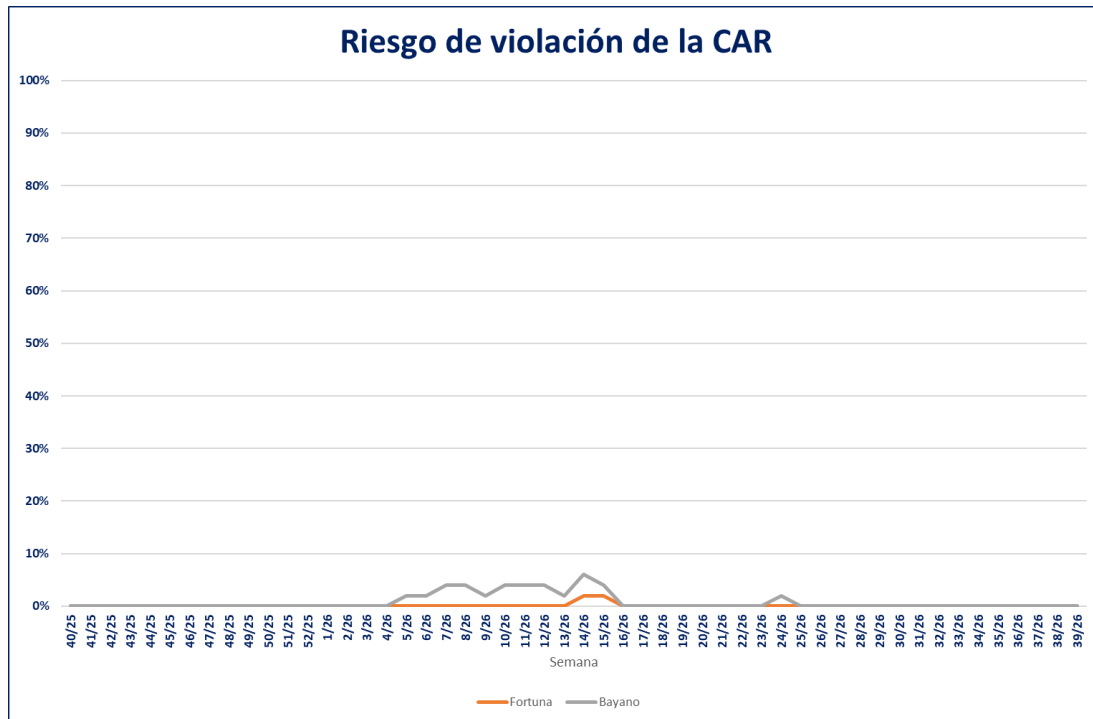


Gráfico 4. Probabilidad de violación de la CAR por semana y embalse.

5. 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 para el año 2026.

Semana	Déficit promedio (GWh)	Series más secas			Demanda (GWh)	VERE		VEREC	
		Serie 46	Serie 33	Serie 19					
11/2026	0.052	0.00	0.00	0.00	251.29	0.02%	Cumple	0.00%	Cumple
14/2026	0.010	0.00	0.00	0.00	250.19	0.00%	Cumple	0.00%	Cumple
15/2026	0.052	0.00	0.00	0.00	252.24	0.02%	Cumple	0.00%	Cumple
18/2026	0.062	0.00	0.00	0.00	250.29	0.02%	Cumple	0.00%	Cumple
30/2026	0.001	0.00	0.06	0.00	250.70	0.00%	Cumple	0.01%	Cumple

Tabla 3. Índices VERE Y VEREC

6. 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 muestra el monto promedio y la probabilidad del déficit por semana en el bloque de máxima demanda. Se observa que no hay probabilidad de déficit para el bloque 1 durante el horizonte de estudio; sin embargo, para el resto de los bloques se registra, en la semana 14 de 2026, una probabilidad de déficit del 2% con una energía asociada de 0.0177568 GWh, y en la semana 16 de 2026, otra probabilidad de déficit del 2% con una energía asociada de 0.016004 GWh.

El CND mantiene un seguimiento continuo de las condiciones y variables del sistema que inciden en el despacho, tal como 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 artículo 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 calendario. En la sección 8 de este informe se presenta mayor detalle respecto a los niveles.³

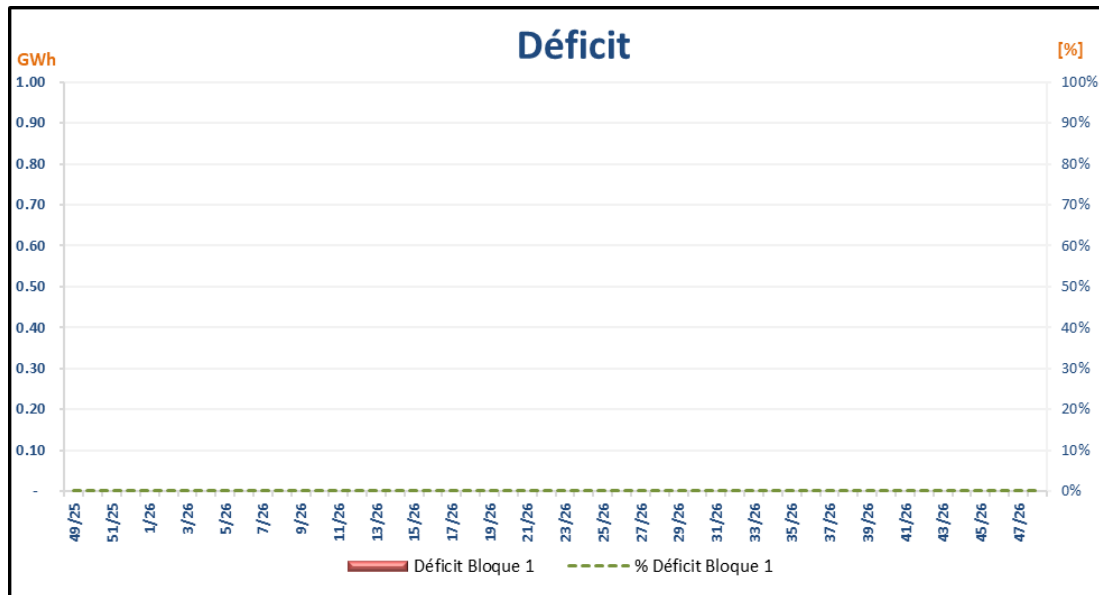


Gráfico 5. Déficit promedio en el bloque 1.

7. RESERVA DE POTENCIA

La reserva de potencia fue evaluada considerando la última actualización del Programa de Mantenimientos Mayores 2025 - 2026, así como el pronóstico de demanda suministrado en etapas semanales por los Agentes Consumidores para la planificación del despacho. El Gráfico 6 muestra la

³ Metodología Para Administrar El Racionamiento De Energía Eléctrica (MDR.2.9).

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 (Potencia Firme de Largo Plazo) se mantienen por encima de la demanda en todas las semanas del horizonte analizado. En particular, la PFLP supera en promedio en un 30.18 % la demanda del bloque 1 durante el resto del año 2025.

Sin embargo, como resultado del impacto de las indisponibilidades térmicas, la suma de la Potencia Disponible de origen térmico e hidroeléctrico se mantiene principalmente por debajo de la PFLP hasta la semana 3 de 2026, y la supera mayoritariamente a partir de la semana 21 de 2026, con excepción de las semanas 32, 33 y 44, en las cuales se registran indisponibilidades térmicas acorde al programa de mantenimientos mayores.

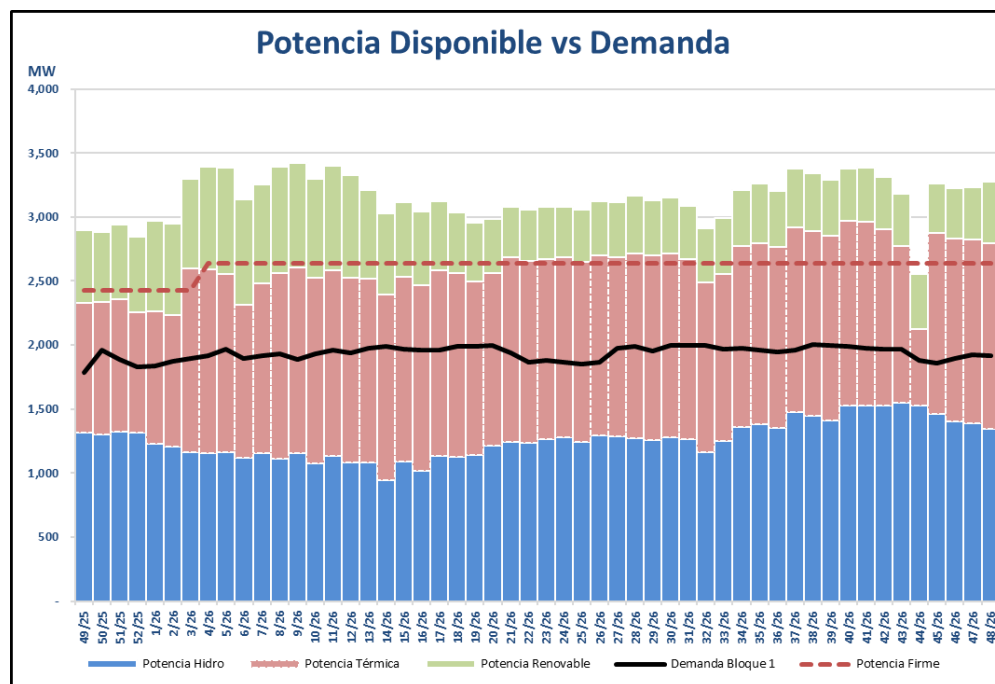


Gráfico 6. Potencia disponible y demanda en el bloque 1.

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. En ambos gráficos se observa que los embalses presentan niveles superiores tanto al nivel crítico como al asociado a la CAR. El embalse de Fortuna muestra una tendencia descendente, acercándose al nivel crítico del embalse, mientras que el embalse de Bayano mantiene un comportamiento más constante, aunque con un ligero aumento en los últimos días.

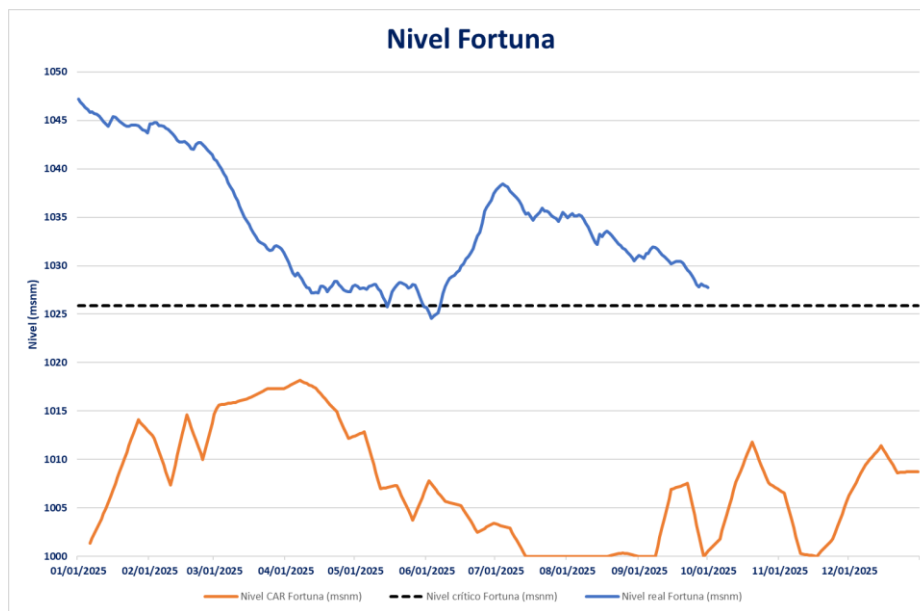


Gráfico 7. Evolución del nivel de Fortuna.

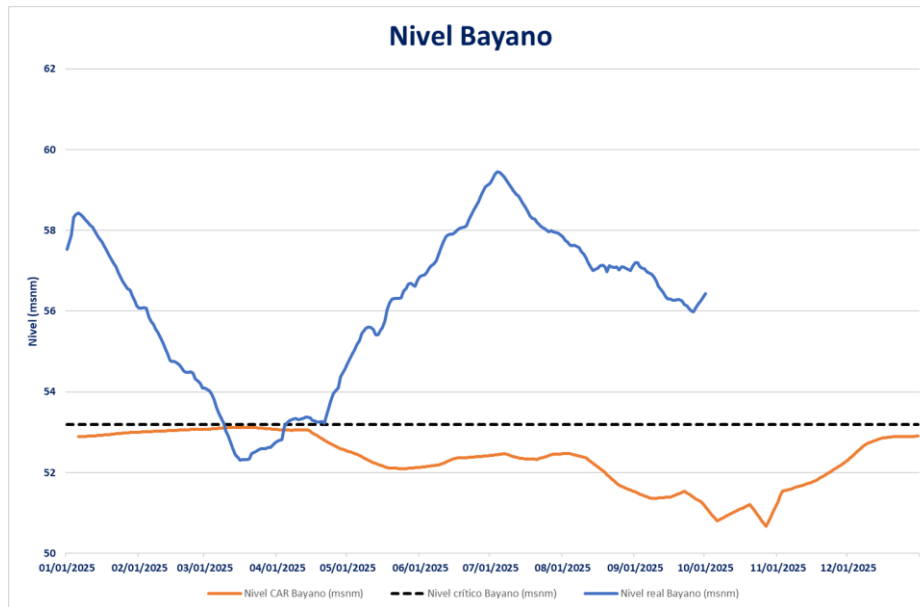


Gráfico 8. Evolución del nivel de Bayano.

El Gráfico 9 muestra el almacenamiento conjunto de los embalses, junto con la energía asociada al nivel crítico total, donde se aprecia que el almacenamiento total de los embalses se encuentra por encima del nivel crítico total. Con respecto al comportamiento de los embalses esperado hacia el cierre del año 2025, se espera que para la semana 52 el nivel promedio de las series será de 61.11 msnm en el embalse de Bayano y de 1040.75 msnm en el embalse de Fortuna. Por otro lado, en la serie mas seca, el nivel de los embalses para la semana 52 son de 1032.5 msnm para el embalse de Fortuna y de 58.898 msnm para el embalse de Bayano.

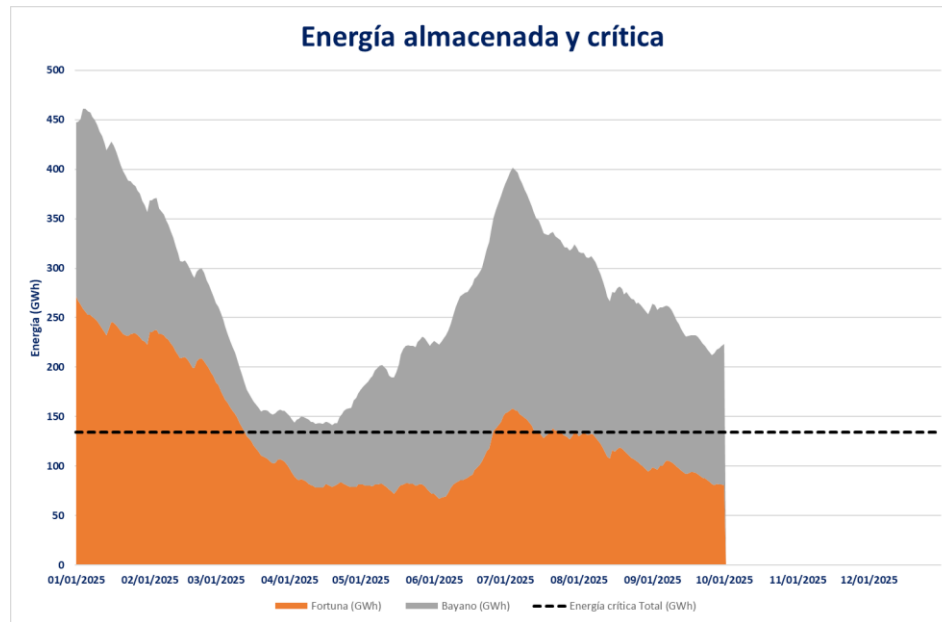


Gráfico 9. Evolución de la energía almacenada de los embalses en el 2025.

En el Gráfico 10 y el Gráfico 11, se muestra la proyección del nivel de los embalses, junto con el Nivel Máximo Operativo (NMO), resultante de la planificación correspondiente a la semana 49 del año 2025. Como se muestra en el Gráfico 10, para el embalse de Fortuna, se proyecta una tendencia estable para lo que resta de 2025. A partir de la semana 3 de 2026, se presenta una tendencia principalmente decreciente hasta la semana 20 de 2026.

En el caso de Bayano, como se observa en el Gráfico 11, se observa una tendencia similar, con aumentos y disminuciones en los niveles correspondientes a las estaciones lluviosa y seca, respectivamente. El mayor nivel de 2025 se alcanza en la semana 51, apreciándose que, durante el resto de 2025, los niveles llegan al Nivel Máximo Operativo (NMO) del embalse, mientras que el nivel más bajo se registra en la semana 18 de 2026. Adicionalmente, la semana 39 de 2026, el nivel comienza a acercarse al NMO debido a los altos aportes hidrológicos durante las primeras etapas del horizonte.

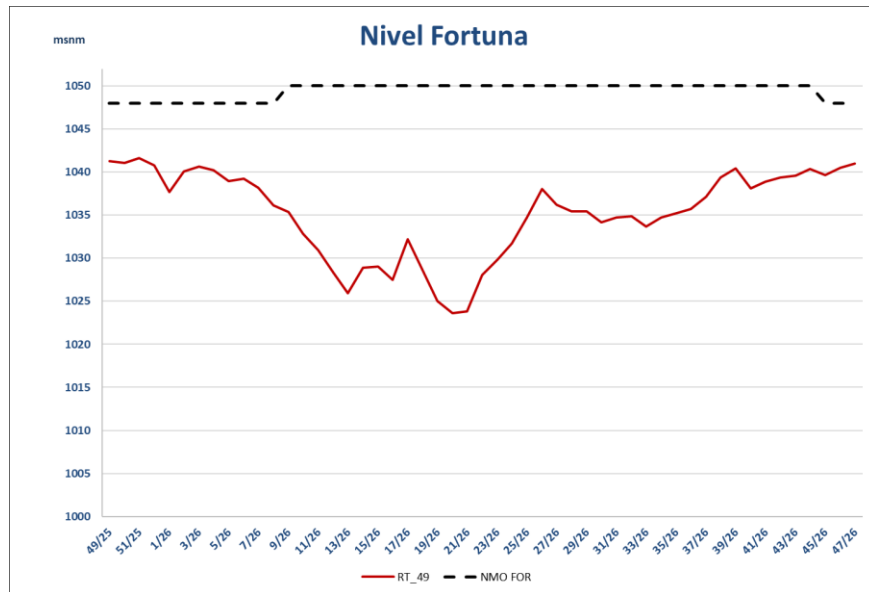


Gráfico 10. Proyección del nivel y Nivel Máximo Operativo para Fortuna.

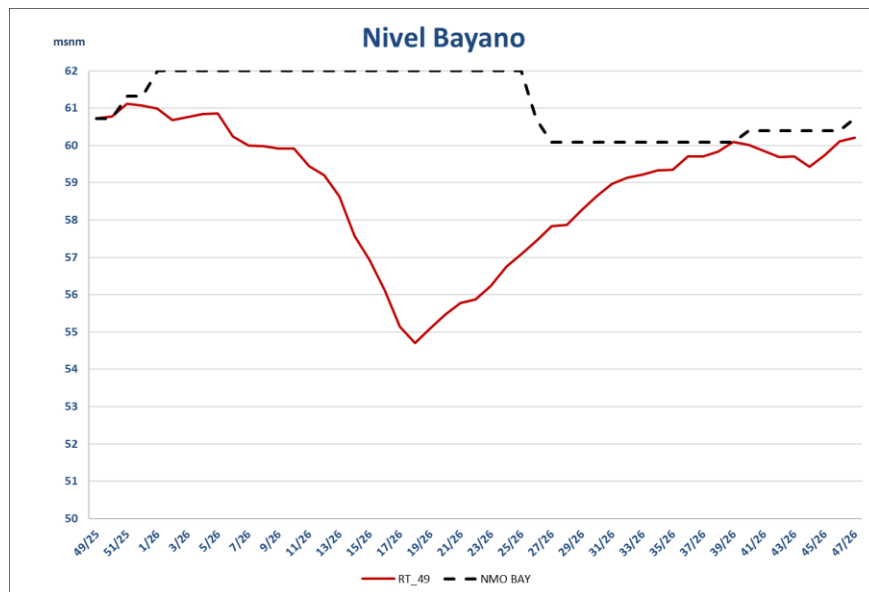


Gráfico 11. Proyección del nivel y Nivel Máximo Operativo para Bayano.

9. PROBABILIDAD DE VERTIMIENTO

El Gráfico 12 y el Gráfico 13 muestran la probabilidad de vertimiento de los embalses. Como se observa en el Gráfico 12, se prevé que la probabilidad máxima de vertimiento para el embalse de Fortuna sea del 6% en las semanas 1 y 2 de 2026, coincidiendo con el mayor aporte hidrológico proyectado en el horizonte de estudio. En dicha semana, el nivel promedio del embalse alcanza los 1,040.75 msnm y la energía almacenada se estima en 232.815 GWh. En el caso del embalse de Bayano como se muestra en el Gráfico 13, la probabilidad máxima de vertimiento es del 8% en la semana 50 de 2025, cuando los niveles se aproximan al Nivel Máximo Operativo (NMO), proyectando un nivel promedio de 60.72 msnm y una energía almacenada de 327.14 GWh.

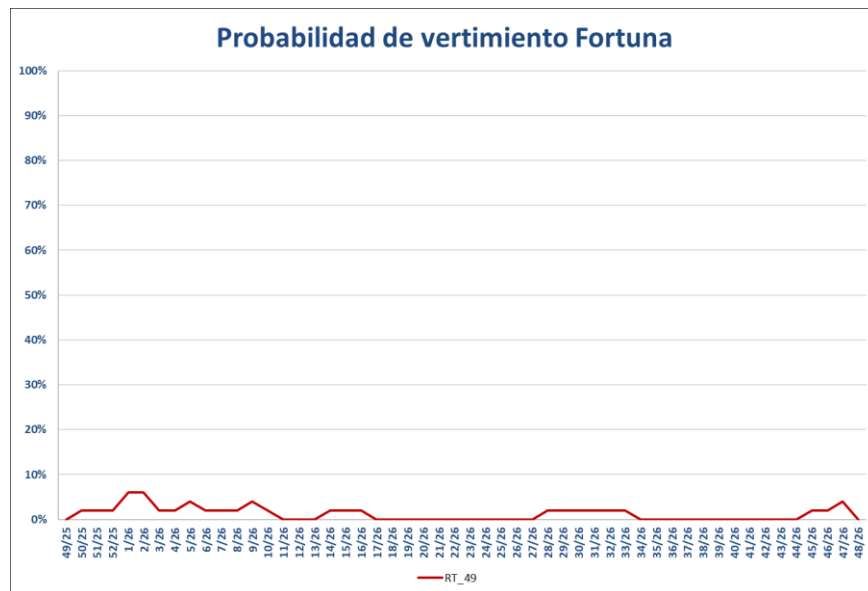


Gráfico 12. Probabilidad de Vertimiento para el embalse de Fortuna.

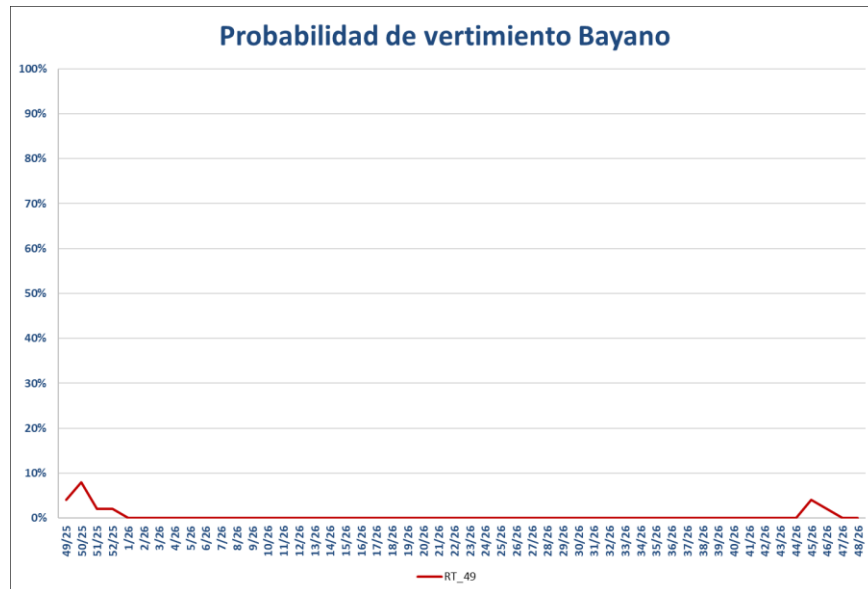


Gráfico 13. Probabilidad de Vertimiento para el embalse de Bayano.

10. CONCLUSIONES

- Con relación al comportamiento observado en la generación eléctrica total para el horizonte de este estudio, se prevé que el 57.30% de la generación provenga de fuentes hídricas, seguido de fuentes térmicas aportando 28.75%, luego fuentes solares con 10.42%, y finalmente, fuentes eólicas con 3.53%.
- Los embalses de Fortuna y Bayano mantienen niveles de energía almacenada alejados del incumplimiento al almacenamiento requerido por la CAR.
- Se observa que no hay probabilidad de déficit para el bloque 1 durante el horizonte de estudio, sin embargo, para el resto de los bloques se registra, en la semana 14 de 2026, una probabilidad de déficit del 2% con una energía asociada de 0.0177568 GWh, y en la semana 16 de 2026, otra probabilidad de déficit del 2% con una energía asociada de 0.016004 GWh. 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.
- Los embalses de Fortuna y de Bayano presenta un nivel real superior tanto al nivel crítico como al asociado a la CAR.
- Los niveles proyectados de ambos embalses muestran una estabilidad relacionada a la condición climática neutra del país.
- Se identifica una probabilidad máxima de vertimiento del 6% en el embalse de Fortuna durante las semanas 1 y 2 de 2026, con un nivel promedio de 1,040.75 msnm y una energía almacenada estimada de 232.815 GWh, producto del mayor aporte hidrológico previsto en el periodo de estudio.
- En el embalse de Bayano, la probabilidad de vertimiento es mayor que la del embalse de Fortuna, con un máximo del 8% en la semana 50 de 2025, cuando el nivel promedio se sitúa en 60.72 msnm, valor cercano al NMO.



11. ANEXO 1: Consideraciones planificación semana N°49 de 2025.

Presentamos como anexo las consideraciones incluidas en la planificación de la semana 49 de 2025.

Observaciones para la Semana 49:

1	Niveles iniciales estimados según cuadro de datos iniciales.
2	Actualización de aportes semanales históricos semanas 47 y 48 de 2025
3	Actualización de costos de combustibles según el declarado por empresa.
4	Unidades A.C.P. y CADASA modeladas según su oferta declarada.
5	Pronóstico de demanda de largo plazo para la semana 49; 242.49 GWh.
6	Pronóstico de demanda de corto plazo para la semana 49; calculado por el CND: 225.9091 GWh.
7	Pronóstico de exportación para la semana 49 calculado por el CND: 25.45 GWh.
8	Pronóstico de importación para la semana 49 calculado por el CND: 0 GWh.
9	Modelado de prueba de COB2
10	Modelado Mantenimiento de COSTA NORTE G1
11	Modelado Mantenimiento de COSTA NORTE CICLO
12	Modelado Mantenimiento de BLMG6
13	Modelado Mantenimiento de PANAM
14	Modelado Mantenimiento de GENERADORA GATUN G1
15	Modelado Mantenimiento de GENERADORA GATUN CICLO
16	Modelado Mantenimiento de CHANGUINOLA
17	Modelado Mantenimiento de RP490
18	Modelado Mantenimiento de PACORA