

# Impacto de modificaciones propuestas al DS125/2017 en la operación de PMGDs

Presentación final



1 de agosto de 2025



- **Introducción**
- **Supuestos ITD PNCP enero 2025**
  - Plan de obras de generación
  - Demanda
  - Hidrologías utilizadas por la CNE
  - Plan de descarbonización
  - Plan de obras de transmisión
  - Precios de combustibles y disponibilidad de gas
  - Perfiles teóricos de generación
- **Resultados**
  - Metodologías de distribución de vertimiento
  - Vertimiento total
  - Metodología DS125 vigente
  - Metodología Sensibilidad 1
  - Metodología Sensibilidad 2
- **Conclusiones**



- **Introducción**
- **Supuestos ITD PNCP enero 2025**
  - Plan de obras de generación
  - Demanda
  - Hidrologías utilizadas por la CNE
  - Plan de descarbonización
  - Plan de obras de transmisión
  - Precios de combustibles y disponibilidad de gas
  - Perfiles teóricos de generación
- **Resultados**
  - Metodologías de distribución de vertimiento
  - Vertimiento total
  - Metodología DS125 vigente
  - Metodología Sensibilidad 1
  - Metodología Sensibilidad 2
- **Conclusiones**



- La Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores (en adelante “GPM” o “el Cliente”), está interesada en realizar una estimación cuantitativa del impacto que podrían tener dos de las modificaciones propuestas por el Ministerio de Energía al Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125/2017), en relación a las inyecciones de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGDs).
- Los cambios al DS125/2017 que afectarían a la generación de los PMGDs corresponden a:
  - 1) En caso de congestiones en instalaciones del sistema de transmisión nacional, o que la generación de costo variable cero exceda la demanda instantánea del sistema, los PMGDs también participarían en las prorratas de reducción de generación. Actualmente estas solo se aplican a centrales de mayor tamaño.
  - 2) Dichas prorratas también pasarían a calcularse en función de la energía instantánea disponible en cada unidad generadora, en lugar de la capacidad instalada.
- En este contexto, GPM solicitó a Systepe Ingeniería y Diseños (“Systepe” o “el Consultor”), la elaboración de un estudio donde se evalúe a nivel agregado el impacto de dichas medidas tanto para PMGDs como para centrales de mayor tamaño, y considerando dos posibles mecanismos de implementación.
- En esta presentación se detallan los supuestos, metodologías y resultados del estudio.



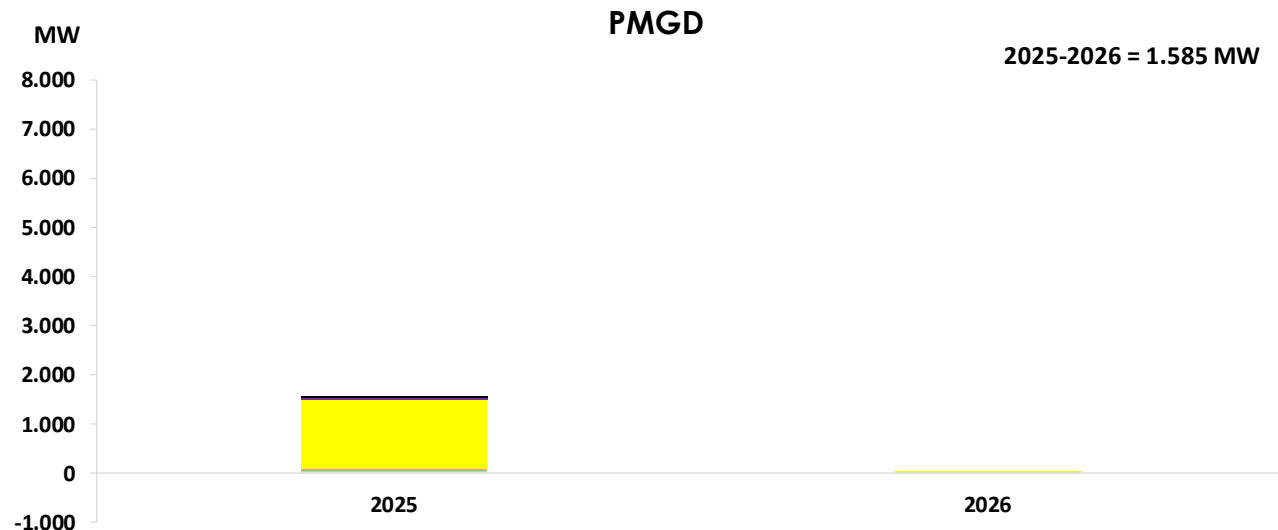
- Dado que uno de los objetivos del Cliente es compartir los resultados de forma pública con la autoridad y congresistas, se acordó que las simulaciones se realizarán con las bases de datos publicadas por la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o “la Comisión”), como parte de su Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de enero de 2025 (“ITD PNCP Enero 2025”).
- Dado lo anterior, todos los supuestos necesarios para proyectar la operación del sistema quedan definidos por lo que haya considerado la CNE en el [ITD PNCP Enero 2025](#). Sin ser exhaustivos, esto al menos incluye en el **periodo 2025-2026**:
  - Perfil de generación teórico para PMGDs existentes
  - Fecha de puesta en servicio de PMGDs en construcción (acorde a la Resolución Exenta N°642/2024 emitida por la CNE en noviembre de 2024)
  - Punto de conexión de centrales (CNE considera ~1500 unidades en total)
  - Cantidad de subestaciones/barras, y límites de transmisión de líneas y transformadores (CNE considera ~1900 nodos y ~2600 tramos de transmisión en total, sin contar auxiliares)
  - Distribución de la demanda en barras del sistema (CNE incluye demanda en ~800 nodos)
  - Modelación por bloques de demanda (24 bloques por mes, 12 representando días hábiles y 12 para días no hábiles, constandingo cada bloque de 2 horas consecutivas).
  - 34 series hidrológicas sintéticas.



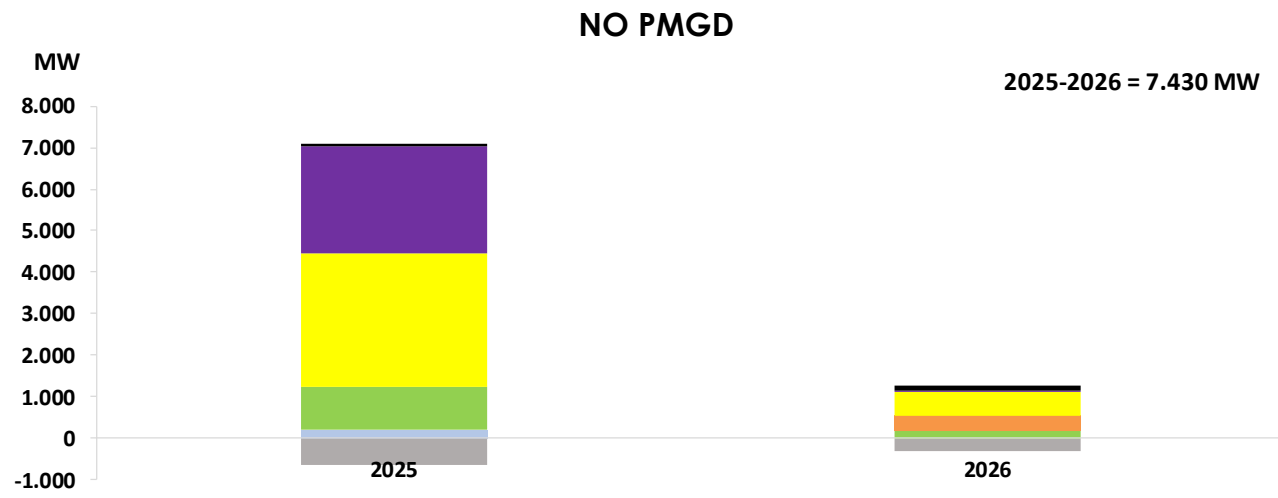
- **Introducción**
- **Supuestos ITD PNCP enero 2025**
  - Plan de obras de generación
  - Demanda
  - Hidrologías utilizadas por la CNE
  - Plan de descarbonización
  - Plan de obras de transmisión
  - Precios de combustibles y disponibilidad de gas
  - Perfiles teóricos de generación
- **Resultados**
  - Metodologías de distribución de vertimiento
  - Vertimiento total
  - Metodología DS125 vigente
  - Metodología Sensibilidad 1
  - Metodología Sensibilidad 2
- **Conclusiones**

# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Plan de obras de generación



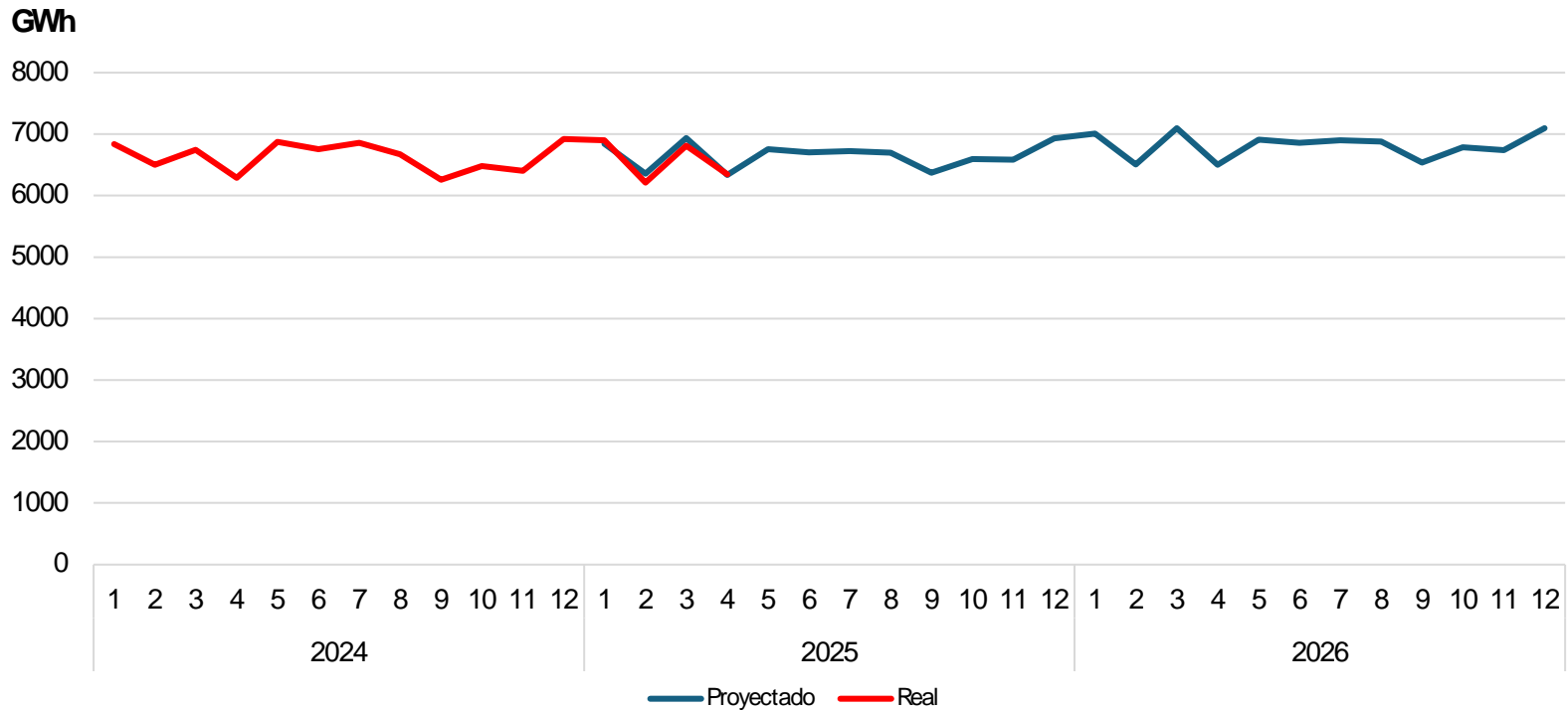
➔ **TOTAL = 9.015 MW**



■ Embalse ■ Pasada ■ Carbón ■ Eólica ■ Gas ■ Geotérmica ■ Solar ■ Almacenamiento ■ Biomasa ■ Diesel

# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Demanda



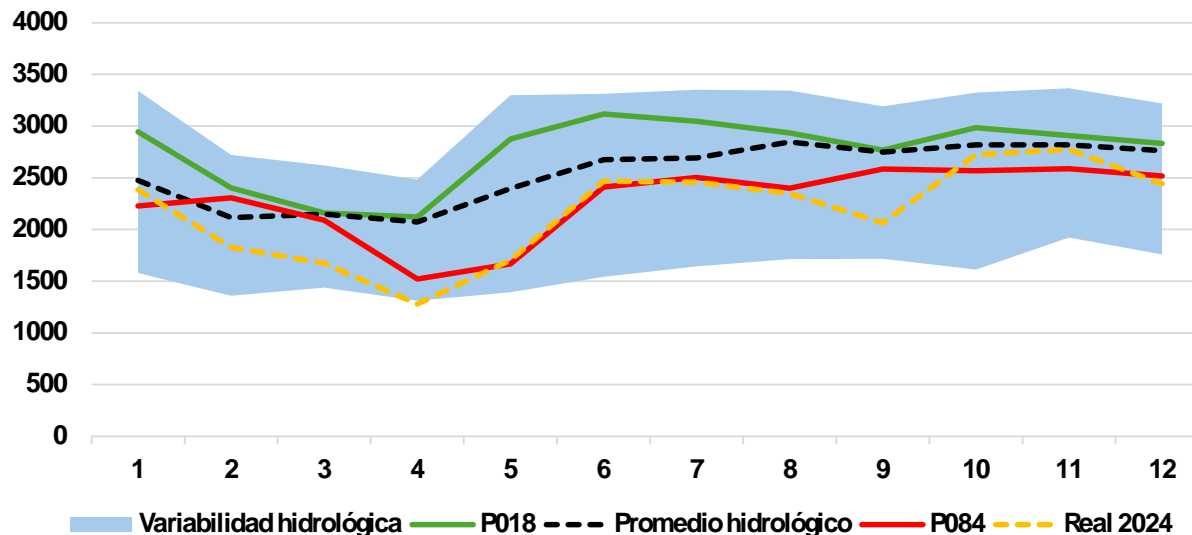
Año	Demanda (GWh)	Crecimiento(%)
<b>2024 (Real)</b>	79.598	-
<b>2025</b>	79.825	0,28%
<b>2026</b>	81.828	2,51%

# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Hidrologías utilizadas por la CNE (1/2)



- Se clasificaron las hidrologías según la generación total proyectada para cada serie durante el año 2026, ordenándose de más húmeda (P001) a más seca (P100) en base anual. Al ser series sintéticas no hay necesariamente coincidencia con los datos históricos.
- El gráfico muestra la **generación hidráulica simulada para el 2026** (embalse + serie + pasada) para una hidrología húmeda (P18 en verde, correspondiente a la hidrología #2 modelada por la CNE), para una hidrología seca (P84 en rojo, correspondiente a la hidrología #25 modelada por la CNE) y para el promedio de todas las series (línea negra punteada). El área celeste representa el rango de excursión de la generación hidráulica, mientras que la línea amarilla punteada resume la generación hídrica real del año 2024 a modo de referencia.

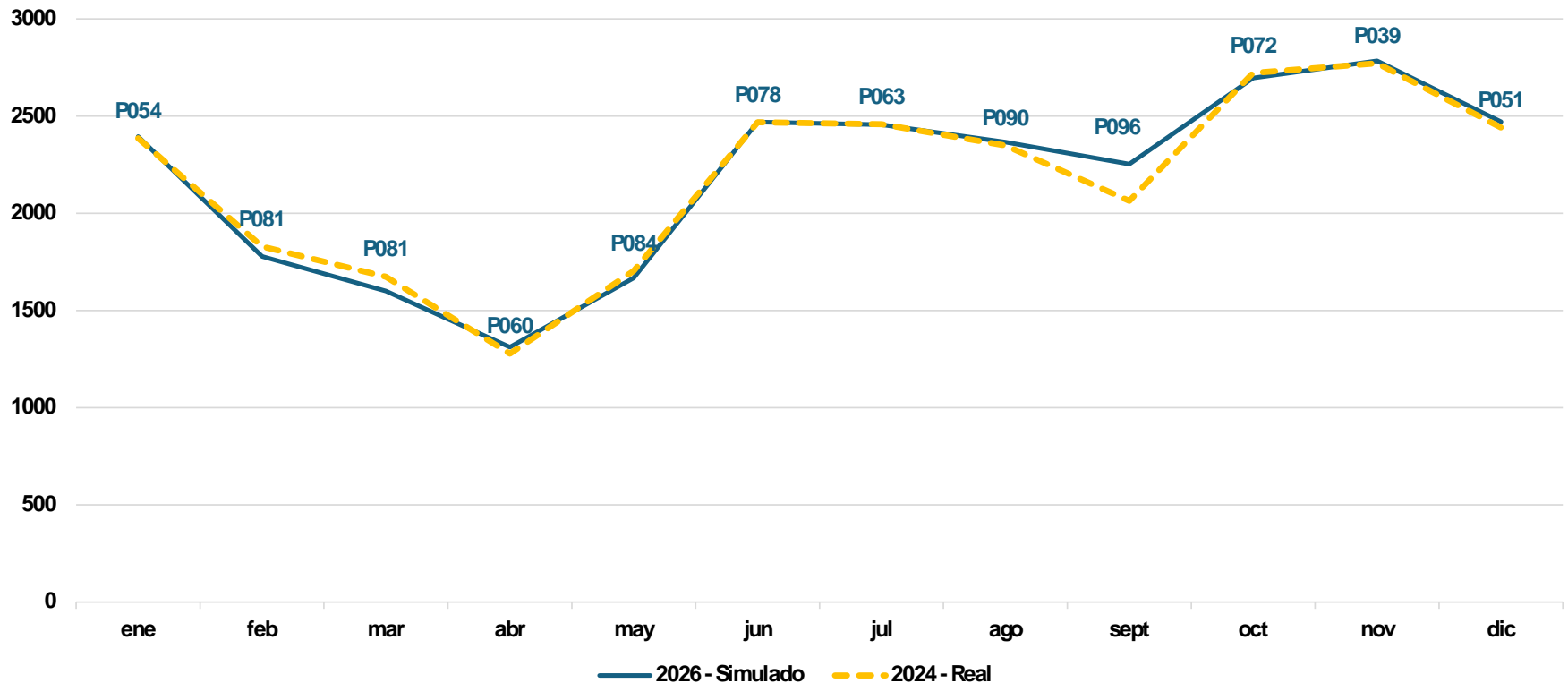


# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Hidrologías utilizadas por la CNE (2/2)



- Si en cada mes se elige de las series sintéticas la hidrología más similar a la real del año 2024, se aprecia que si bien la curva se puede reconstruir prácticamente en su totalidad, no hay una hidrología sintética única que represente consistentemente el comportamiento de dicho año.



# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Plan de descarbonización



Central	Propietario	Tecnología	Capacidad instalada neta MW	Sistema	Fecha de desconexión
CTM1	Engie	Carbón	140,8	SEN-SING	dic-2025
CTM2	Engie	Carbón	147,1	SEN-SING	dic-2025
CTM4 (IEM)	Engie	Carbón	348,0	SEN-SING	dic-2025
Andina	Engie	Carbón	152,7	SEN-SING	abr-2026
Hornitos	Engie	Carbón	153,7	SEN-SING	abr-2026
<b>TOTAL</b>			<b>942</b>		

- En el caso de CTM4 (IEM), se considera su reconversión a gas en lugar del retiro de la unidad.

# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Expansión de la transmisión



- Las expansiones de transmisión modeladas por la CNE están directamente relacionadas con las obras decretadas cuya fecha de inicio de operación, según el decreto de adjudicación asociado, se proyecta dentro del horizonte estudiado.
- La siguiente tabla resume las principales expansiones en el sistema de transmisión nacional consideradas para el horizonte 2025-2026 en la base del ITD PNCP enero 2025.

Proyecto	Propietario	Fecha de conexión
Línea Nueva Puerto Montt - Nueva Ancud 2x500 kV 2x1500 MVA y Nuevo cruce aéreo 2x500 kV 2x1500 MVA, ambos energizados en 220 kV y S/E Nueva Ancud 220 kV	Transec	ene-25
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	Transec	ene-25
Aumento de capacidad línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	Transec	ene-25
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	Transec	ene-25
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, energizada en 220 kV	Transec	ene-25
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	Totalenergias	ene-25
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kimal	Transec / BHP / SAESA / AMSA / Totalenergias	jun-25

# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Precios de combustibles y disponibilidad de gas



- Valores modelados por la CNE son en general estables para el periodo de interés.

Precio de combustible	2025	2026
<b>Carbón en Nueva Ventanas</b> [US\$/ton] (*)	160,1	158,7
<b>GNL en San Isidro</b> [US\$/MMBtu] (**)	6,9	6,5
<b>Diésel en Quintero</b> [US\$/bbl]	145,9	147,3

(\*) Poder calorífico utilizado: 6350 kcal/kg

(\*\*) Serie de combustible: GNL\_E

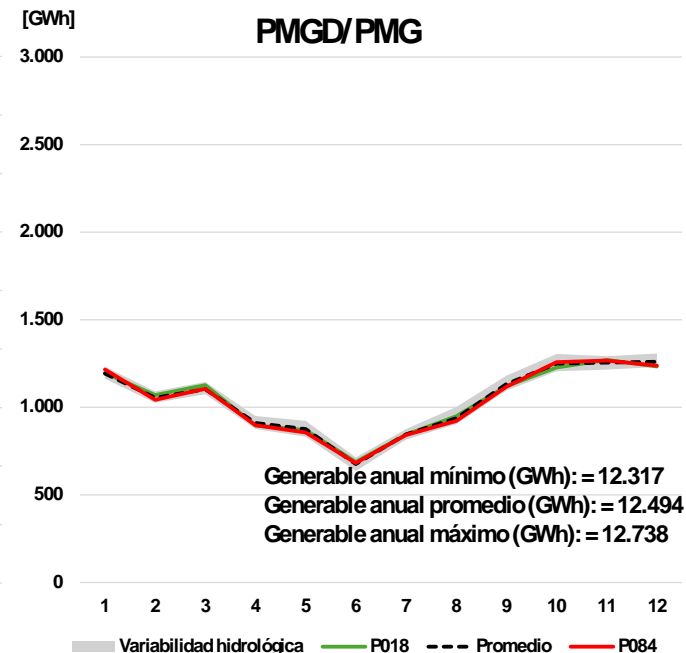
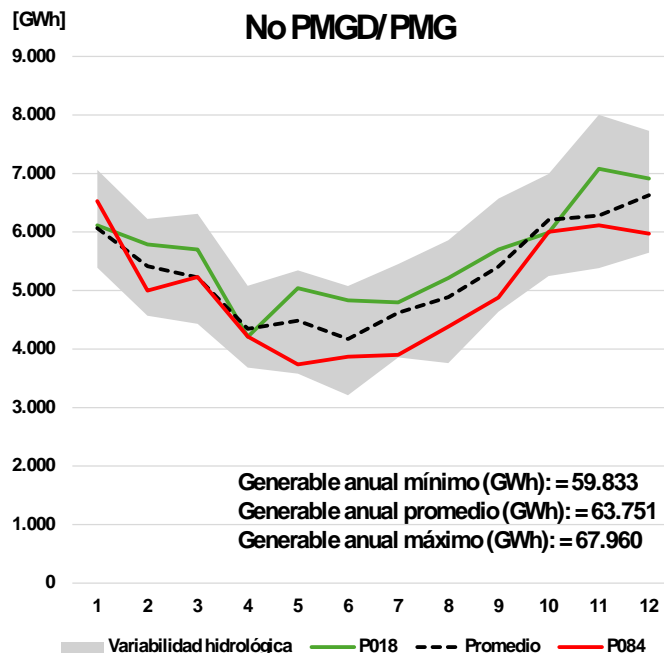
Disponibilidad de gas	2025	2026
<b>Candelaria 1 y 2</b>	0%	0%
<b>CTM3</b>	56%	46%
<b>Gas Atacama</b>	20%	21%
<b>IEM</b>	-	50%
<b>Kelar</b>	9%	9%
<b>Los Vientos</b>	1%	0%
<b>Nehuenco 1</b>	1%	0%
<b>Nehuenco 2</b>	30%	31%
<b>Nueva Renca</b>	27%	27%
<b>Quintero 1 y 2</b>	1%	0%
<b>San Isidro 1</b>	16%	6%
<b>San Isidro 2</b>	31%	40%
<b>Taltal 1 y 2</b>	0%	0%
<b>Tocopilla U16</b>	58%	60%

# Supuestos ITD PNCP enero 2025

## Perfiles de generación teóricos (año 2026)



- Las figuras muestran la suma de los perfiles de generación teóricos **eólicos, solares y de pasada** simulados por la CNE para el año 2026.
- La CNE considera distintas aproximaciones para definir los perfiles que modela para las centrales renovables, en específico:
  - Eólicas:** 68 perfiles unitarios distintos (34 para las centrales al norte de la S/E Los Changos, y 34 para las centrales al sur de la S/E Los Changos).
  - Pasada:** caudales sintéticos, considerando 34 series diferentes que a su vez varían por central.
  - Solares FV:** solo se consideran tres perfiles unitarios distintos (norte, centro y sur del SEN), sin distinción por tipo de paneles o su estructura.





- **Introducción**
- **Supuestos ITD PNCP enero 2025**
  - Plan de obras de generación
  - Demanda
  - Hidrologías utilizadas por la CNE
  - Plan de descarbonización
  - Plan de obras de transmisión
  - Precios de combustibles y disponibilidad de gas
  - Perfiles teóricos de generación
- **Resultados**
  - Metodologías de distribución de vertimiento
  - Vertimiento total
  - Metodología DS125 vigente
  - Metodología Sensibilidad 1
  - Metodología Sensibilidad 2
- **Conclusiones**



## ▪ Metodología DS125 vigente

- El vertimiento resultante se reparte según las directrices actualmente definidas en el DS125/2017, particularmente en su Artículo 45°, esto es excluyendo a los PMGDs de las prorratas sistémicas, las que se determinarán en proporción de la capacidad instalada de las centrales renovables afectas a reducciones de generación.
- No obstante, si se detectan eventos de limitación local en subestaciones de distribución, se realizan las reducciones necesarias para que los flujos de potencia no sobrepasen la capacidad nominal del elemento congestionado. Por lo tanto, de todas formas puede resultar un nivel de vertimiento para PMGD por este motivo.

## ▪ Metodología Sensibilidad 1

- Mismos resultados generales del Caso Base, pero cambiando la forma de repartir el vertimiento de manera de incluir todas las centrales renovables (incluyendo PMGDs y PMGs con autodespacho), con prorratas en función de la energía instantánea disponible en cada central. Esta metodología corresponde a una lectura literal del borrador propuesto por el Ministerio de Energía. Se acordó con GPM aplicar esta metodología a contar del 1 de enero de 2026 (i.e. sin considerar los plazos de adaptación definidos en los artículos transitorios de la modificación al Reglamento).
- Para los PMGDs que también experimenten restricciones locales según los resultados de la simulación, los vertimientos se aplican de forma secuencial, en el mismo orden en que actualmente lo determina el CEN y las empresas distribuidoras: en primer lugar, se ajusta su generación para que no sobrepase la capacidad de transformación en la subestación primaria de distribución (o línea zonal en primera adyacencia, si aplica), y luego sobre el remanente se aplica el vertimiento necesario.

## ▪ Metodología Sensibilidad 2

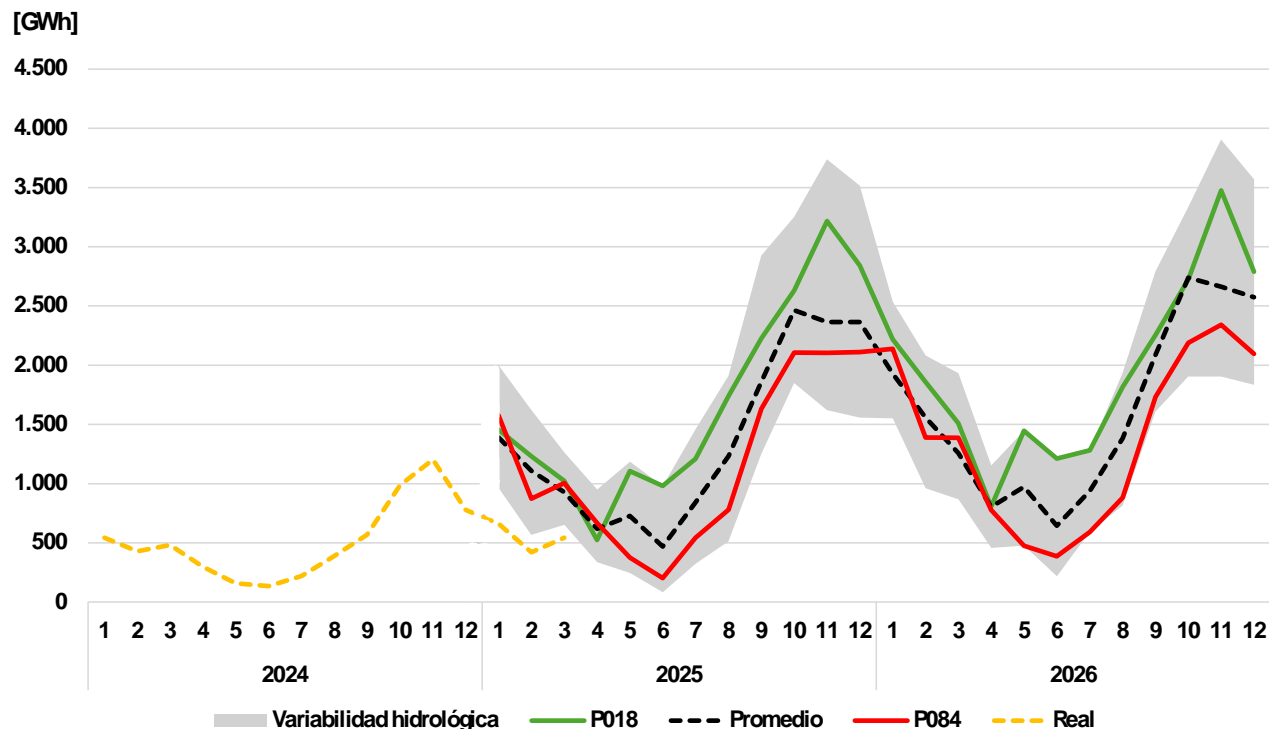
- Similar a la Sensibilidad 1, pero en lugar de repartir los vertimientos de generación sobre todas las centrales de la zona afectada, para los PMGD se considera solo su contribución neta al sistema, es decir, se aplican vertimientos solo a aquellos PMGDs donde el balance neto a nivel de subestación primaria de distribución en un bloque determinado implique inyectar energía al sistema, y solo sobre esa porción de generación. Esta metodología fue sugerida por GPM.

# Resultados

## Vertimiento total en el SEN



- Diferencias entre vertimientos reales a la fecha y los proyectados con la base del ITD PNCP enero 2025 se deben, entre otros factores, a lo siguiente:
  - El plan de obras de generación considerado por la CNE, que incluye desde el inicio de la simulación a centrales que a la fecha aún no cumplen con su primera conexión al sistema.
  - Perfiles de generación no coincidentes con la disponibilidad real de recurso renovable.
  - No es claro que los perfiles de carga y descarga considerados por la CNE para los sistemas de almacenamiento reflejen una operación óptima.

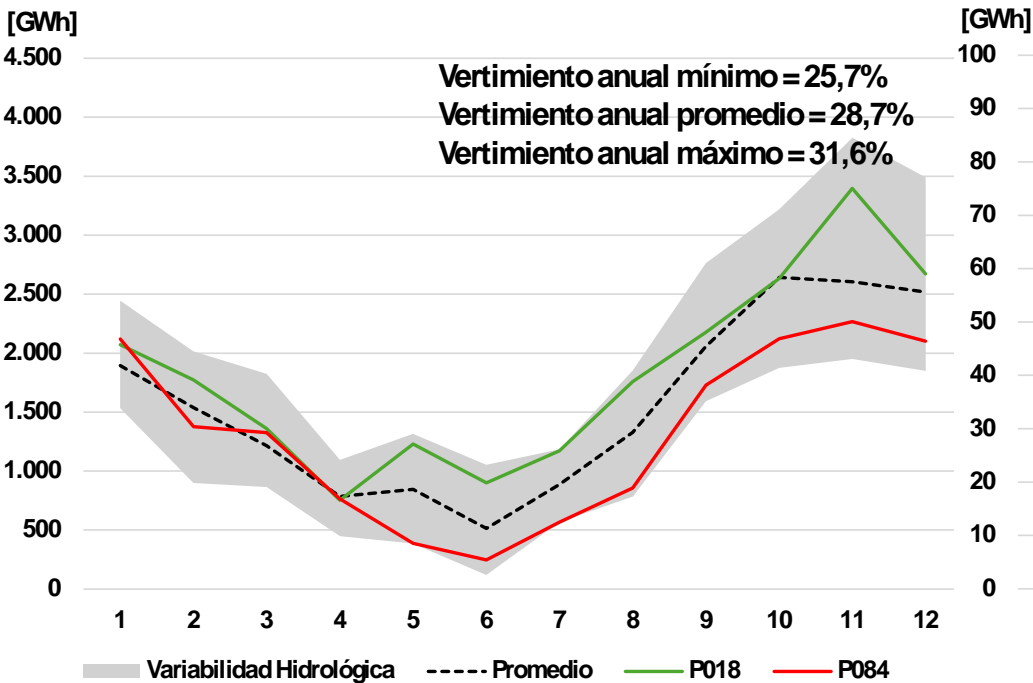


# Resultados año 2026

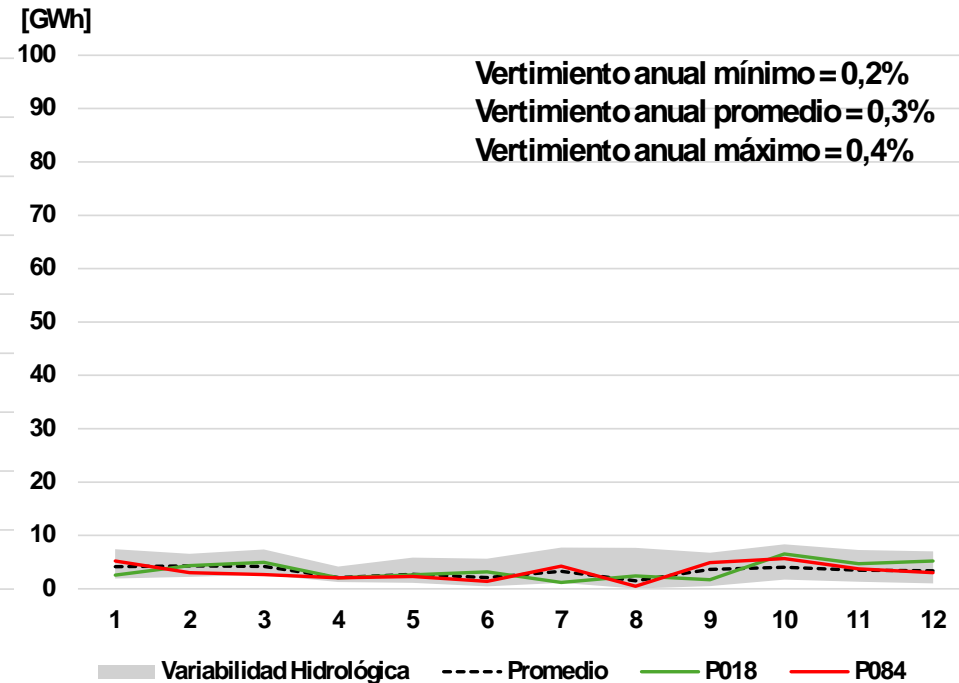
## Metodología DS125 vigente (1/2)



### No PMGD/PMG



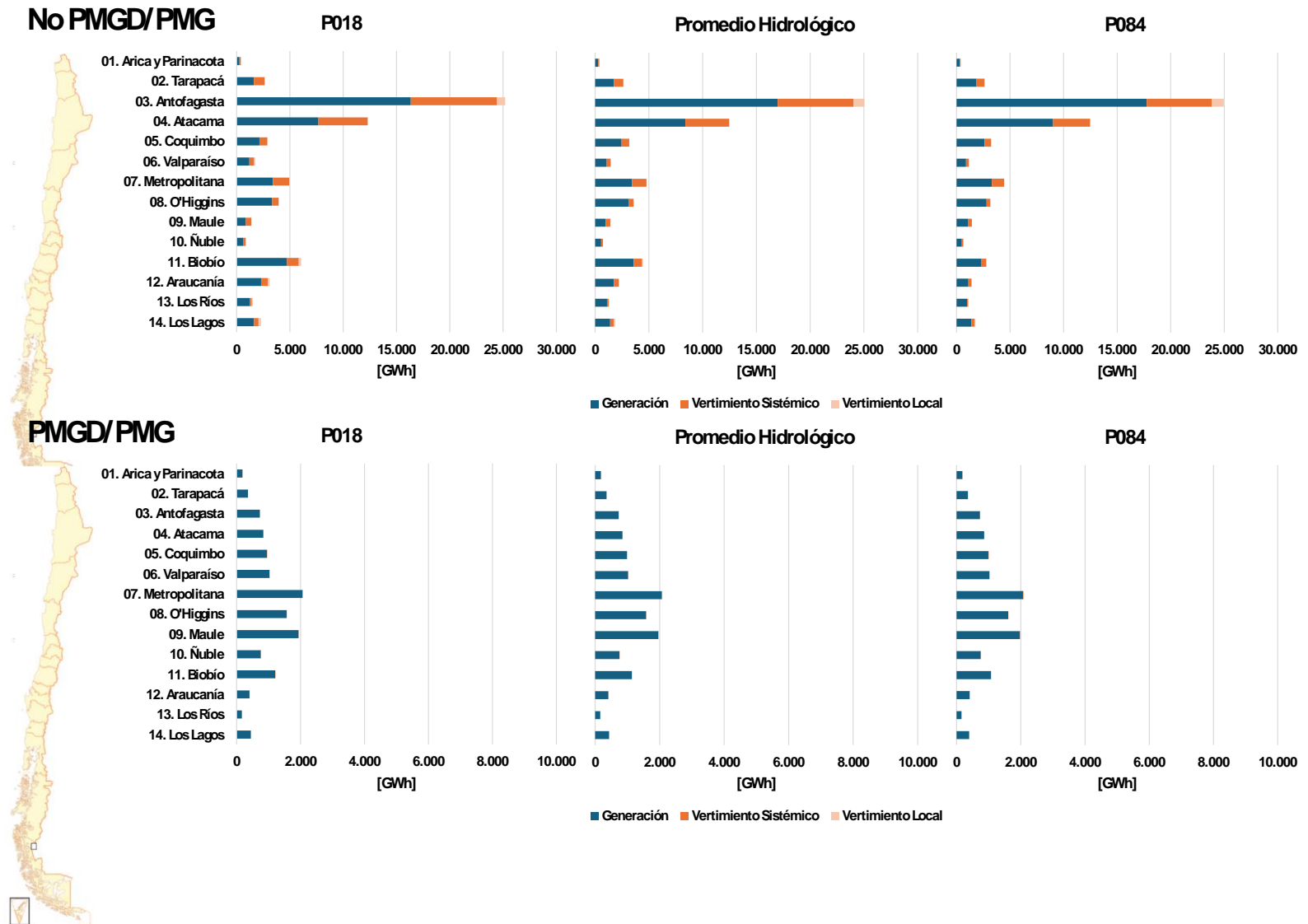
### PMGD/PMG



- Vertimiento para PMGD/PMG solo refleja limitaciones locales.

# Resultados año 2026

## Metodología DS125 vigente (2/2)

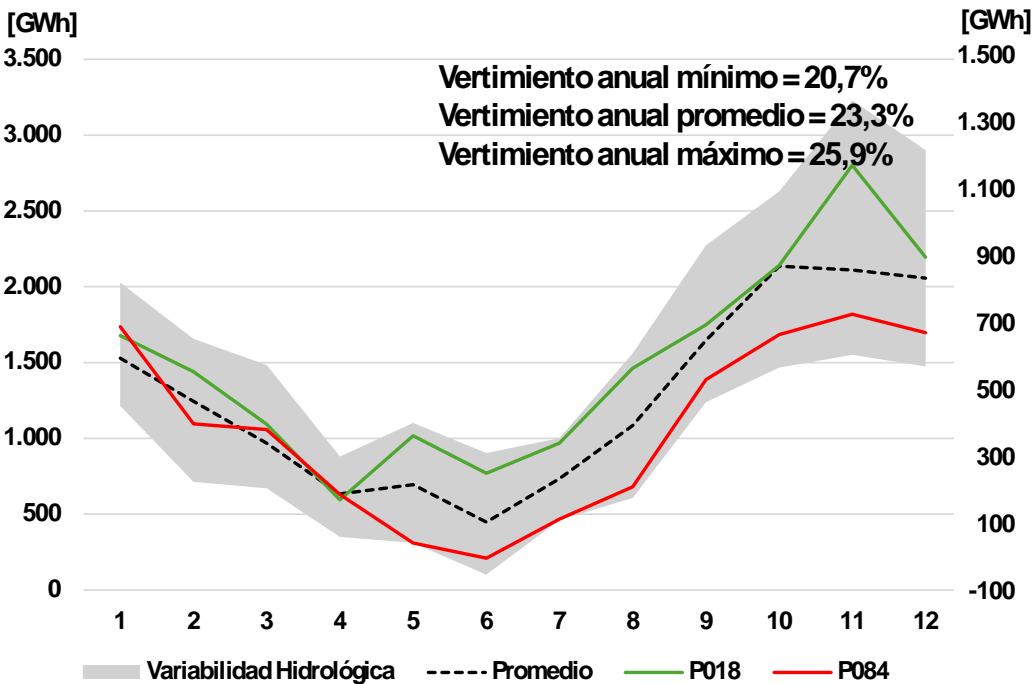


# Resultados año 2026

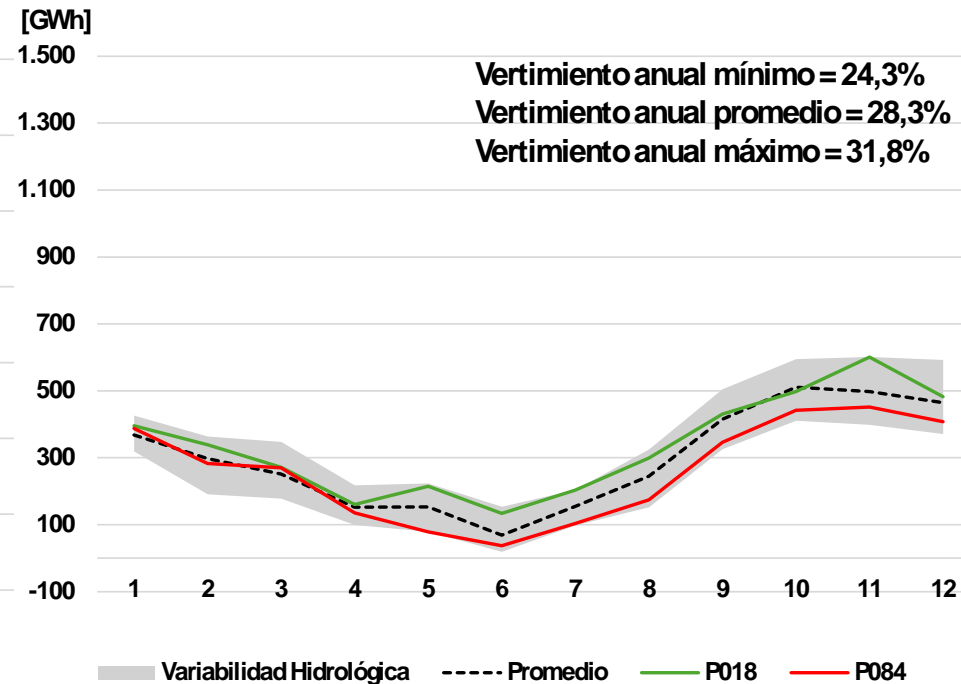
## Metodología Sensibilidad 1 (1/2)



### No PMGD/PMG

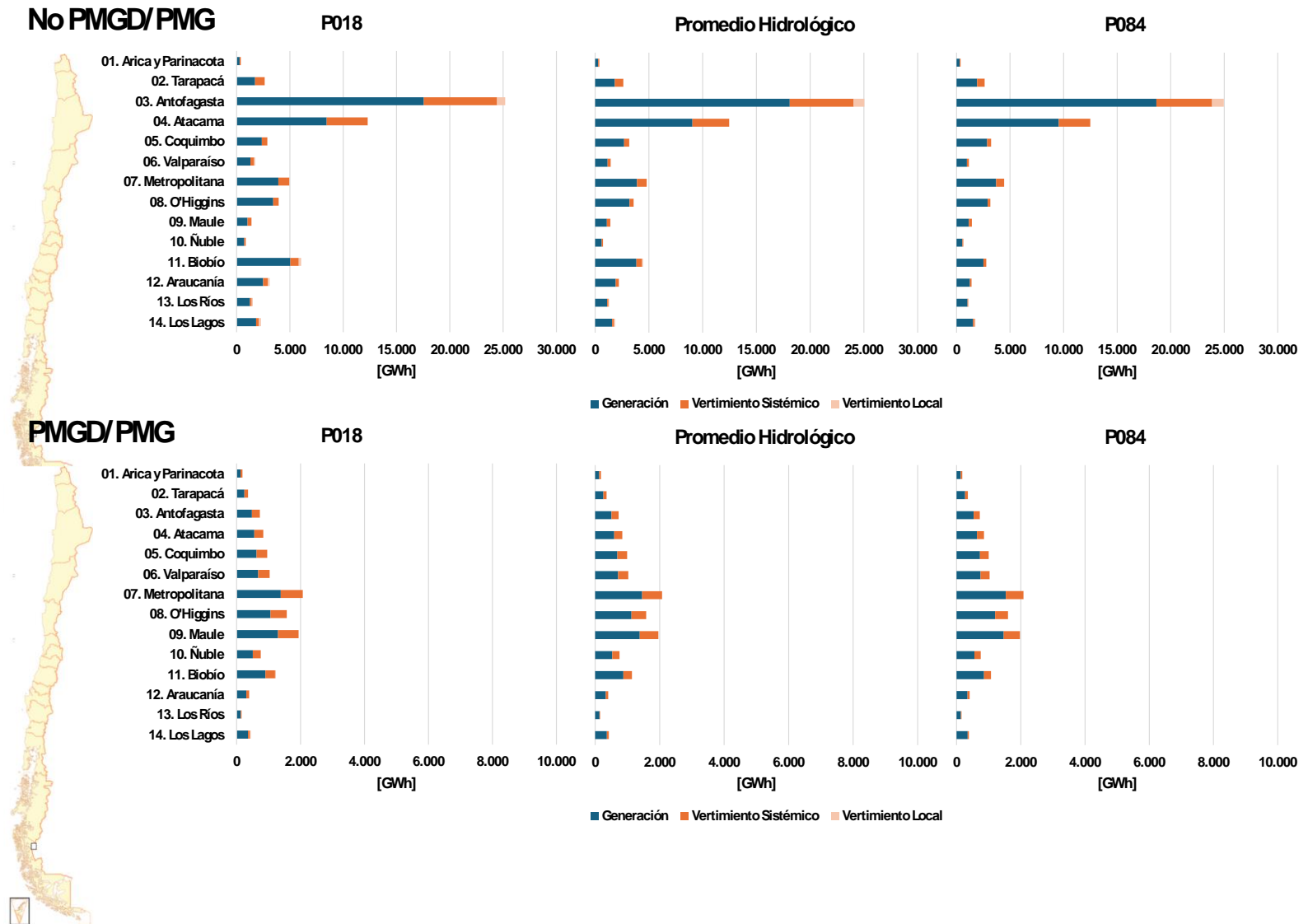


### PMGD/PMG



# Resultados año 2026

## Metodología Sensibilidad 1 (2/2)

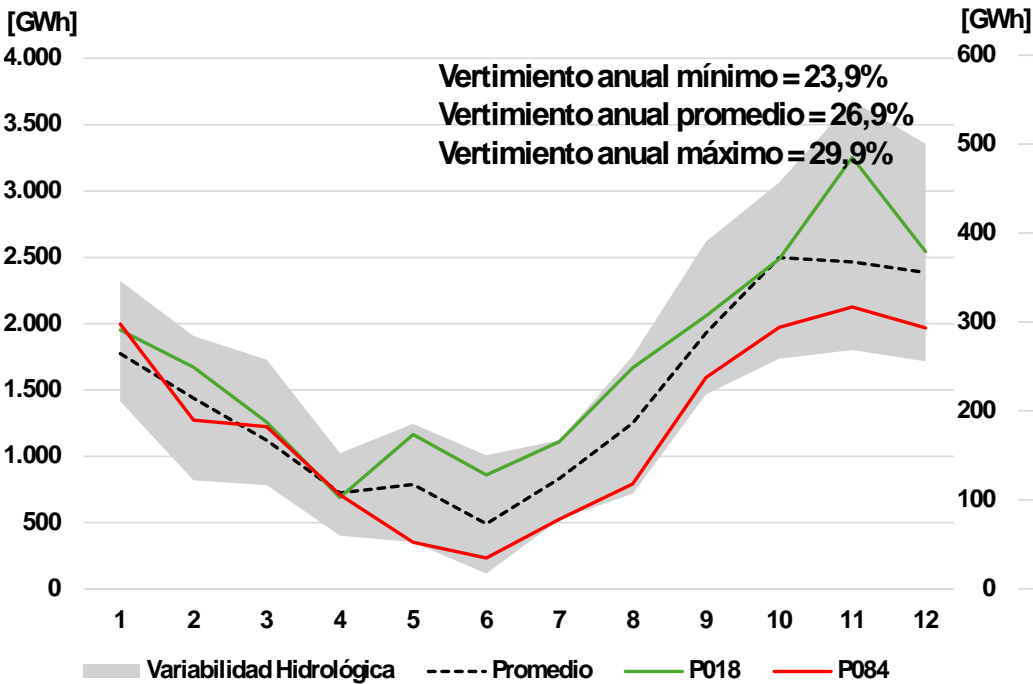


# Resultados año 2026

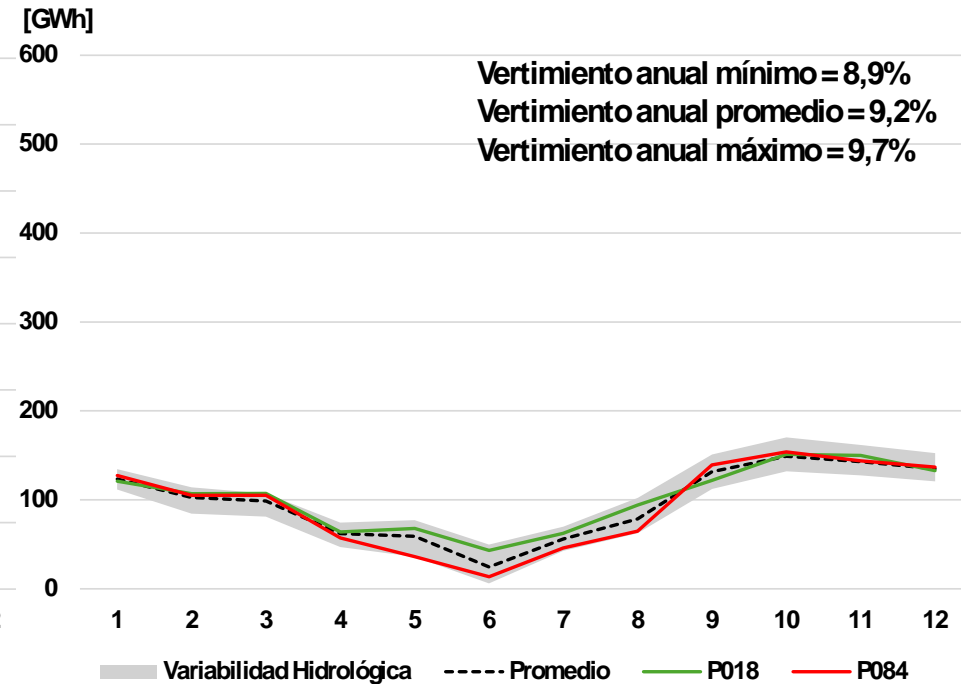
## Metodología Sensibilidad 2 (1/2)



### No PMGD/PMG

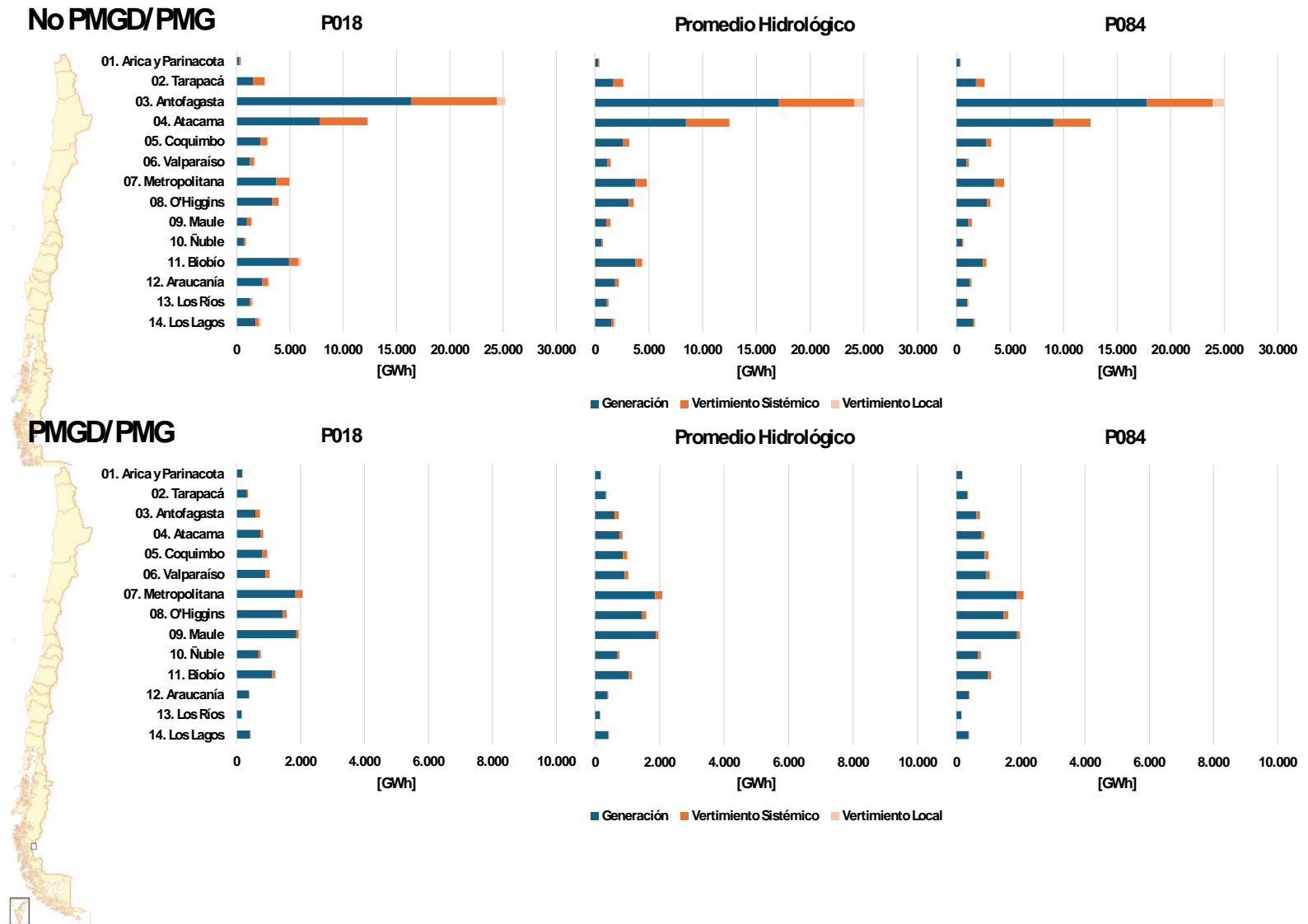


### PMGD/PMG



# Resultados año 2026

## Metodología Sensibilidad 2 (2/2)





- **Introducción**
- **Supuestos ITD PNCP enero 2025**
  - Plan de obras de generación
  - Demanda
  - Hidrologías utilizadas por la CNE
  - Plan de descarbonización
  - Plan de obras de transmisión
  - Precios de combustibles y disponibilidad de gas
  - Perfiles teóricos de generación
- **Resultados**
  - Metodologías de distribución de vertimiento
  - Vertimiento total
  - Metodología DS125 vigente
  - Metodología Sensibilidad 1
  - Metodología Sensibilidad 2
- **Conclusiones**



- Los resultados de vertimiento de la base del ITD PNCP enero 2025 desarrollada por la CNE muestran un mayor nivel de limitación de generación renovable en comparación a los datos publicados por el Coordinador a partir de la operación real del sistema. Esta diferencia se concentra principalmente en centrales solares, lo que podría explicarse por los perfiles utilizados por la CNE, el enfoque que ocupa la Comisión para la modelación de perfiles de carga y descarga de sistemas de almacenamiento, y el hecho de que el plan de obras se basa en las fechas establecidas en el decreto con obras en construcción y no en fechas efectivas. No obstante, esta base refleja la visión de la autoridad respecto de la operación futura del sistema, siendo por lo tanto un punto de partida razonable para la comparación del efecto que distintas metodologías de repartición del vertimiento podrían tener sobre los PMGDs/PMGs.
- La aplicación de la **metodología vigente** (DS125/2017) evidencia que los vertimientos totales están concentrados en la zona norte del país en bloques de día, y son mayoritariamente de carácter sistémico. Esto sugiere que actualmente el problema no radica necesariamente en falta de capacidad de transmisión, sino que en un exceso de oferta. La concentración de vertimientos en términos absolutos (GWh) en la zona norte se explica simplemente porque ahí se ubica la mayor porción de centrales solares. Para el escenario estudiado, bajo la normativa actual las centrales **No PMGD/PMG** tendrían un vertimiento promedio de **28,7%** durante el año 2026, mientras que los **PMGD/PMG** experimentarían una limitación promedio de **0,3%** (explicada únicamente por restricciones locales).
- Al aplicar la metodología de la **Sensibilidad 1** (todos los PMGD/PMG participan en las prorratas), las centrales **No PMGD/PMG** experimentarían un vertimiento promedio de **23,3%** durante el año 2026, mientras que los **PMGD/PMG** tendrían un vertimiento promedio de **28,3%**. Dado que la mayor parte de los vertimientos del escenario simulado son sistémicos, su distribución en GWh a lo largo del SEN tiene directa relación con dónde se ubican las centrales de mayor y menor tamaño.
- En contraste, la **Sensibilidad 2** (solo PMGD que revierten flujos participan en las prorratas) muestra que el vertimiento promedio que experimentarían las centrales **No PMGD/PMG** durante el año 2026 sería de **27,0%**, mientras que los **PMGD/PMG** enfrentarían un vertimiento promedio de **9,2%**.
- Si bien los resultados anteriores varían según el escenario hidrológico, la estacionalidad de la generación renovable y los supuestos generales de modelación que se consideren (y particularmente, según los perfiles de generación, cantidad de nuevas centrales que se incluyan, y el nivel de demanda), sería razonable esperar que diferencias similares a las obtenidas para el presente ejercicio teórico se obtengan al aplicar las tres metodologías de repartición de vertimiento estudiadas a otros casos que difieran parcial o totalmente respecto de los parámetros de modelación considerados.

# Impacto de modificaciones propuestas al DS125/2017 en la operación de PMGDs

Presentación final



1 de agosto de 2025