

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

25 de julio de 2025

Preparado para:



CONTROL DE VERSIÓN Y REVISIÓN

Versión	Fecha	Redacción	Revisión	Aprobación	Observación
1	21/07/2025	AVR	MDV	PCV	-
2	25/07/2025	AVR	MDV	PCV	Se incluyen comentarios de GPM

CONTENIDO

1	Introducción	4
2	Modelación y supuestos	6
2.1	Modelo de simulación	6
2.2	Supuestos generales	7
2.3	Metodologías para la repartición de vertimiento	16
3	Resultados	21
3.1	Vertimiento total del SEN	21
3.2	Metodología DS125 (Caso Base)	21
3.3	Sensibilidad 1	23
3.4	Sensibilidad 2	24
4	Comparación de resultados	27
5	Conclusiones	29

1 INTRODUCCIÓN

La Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores (en adelante “GPM” o “el Cliente”), es una asociación que agrupa a distintos generadores presentes en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En términos de capacidad instalada de generación, los asociados de GPM cuentan con centrales de diversas tecnologías y tamaños, estando algunos de ellos interesados específicamente en el segmento de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y Pequeños Medios de Generación (PMG).

Como parte de un proceso de revisión normativa que se inició en febrero de 2024, el Ministerio de Energía publicó el 15 de abril de 2025 un borrador¹ que modificaría el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (DS125/2017), lo que de aprobarse en su forma actual implicaría, entre otros, cambios en diversas materias relativas al despacho de centrales generadoras (tanto programado como en tiempo real).

Una de las materias que cobra mayor relevancia para los PMGD y PMG esta estipulada en el Artículo 45° bis de la propuesta del Ministerio, el que enuncia la forma de repartir un exceso de oferta de igual costo variable, prorrateando su reducción hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. En específico, el articulado señala lo siguiente:

“Artículo 45 bis.-En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de estas deberá ser prorrateada por el Coordinador hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, de acuerdo con lo establecido en el artículo anterior.

Para las instalaciones conectadas a la red de transmisión, dicho prorrateo deberá realizarse utilizando como criterio la disponibilidad de generación eléctrica pronosticada, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Por su parte, para las centrales que operen con Autodespacho y se encuentren conectadas a la red de distribución, el ajuste será determinado por el Coordinador para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica pronosticada o, en su defecto, de acuerdo con su potencia nominal.

Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.”

Esto se complementa además con la inclusión de cuatro incisos al Artículo 126° de la versión actual del DS125/2017, en línea con el articulado destacado más arriba:

“En caso de que el Coordinador prevea que exista más de una instalación de generación con igual Costo de Producción, y no hubiese capacidad de colocación suficiente para todas ellas, este deberá ajustar los niveles de generación de las instalaciones pudiendo establecer límites operativos a dichas unidades en la herramienta referida en el artículo 117 bis del presente reglamento.

El referido ajuste deberá realizarse a prorrata de la generación disponible de las instalaciones, o la capacidad máxima de inyección en el caso de Sistemas

¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/decreto_modificaciones_ds_125_consulta_publica.pdf

de Almacenamiento de Energía. El Coordinador podrá definir criterios adicionales para asegurar el cumplimiento del artículo 72-1 de la Ley.

En el caso de las instalaciones que operen con Autodespacho conectadas a la red de distribución, el Coordinador determinará el ajuste para el conjunto de instalaciones que operen dentro de una misma red de distribución, o parte de ella, según su disponibilidad de generación eléctrica, o en su defecto, de la generación disponible pronosticada a la que se refiere el inciso segundo del artículo 45 bis del presente reglamento, y de los criterios referidos en el inciso anterior, según corresponda. Será la empresa distribuidora correspondiente la encargada de determinar y comunicar a las instalaciones conectadas a su red, el ajuste que deberá realizar cada una de ellas para dar cumplimiento a la instrucción del Coordinador, de acuerdo con los criterios establecidos en el Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala, o aquel que lo reemplace.

Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente, el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos."

En ese sentido, el segmento de PMGDs y PMGs pasaría a estar afecto a prorratas de vertimiento ya no solo debido a congestiones a nivel local, sino que también en caso de congestiones en instalaciones del sistema nacional, o un exceso sistémico de generación de costo cero en comparación con la demanda instantánea. Dichas prorratas también pasarían a calcularse en función de la energía disponible en cada unidad generadora, en lugar de la capacidad instalada.

En este contexto, GPM solicitó la asistencia de Systep Ingeniería y Diseños SpA, en adelante "Systep" o "el Consultor" para realizar un análisis comparativo de los efectos que las modificaciones propuestas al DS125/2027 en torno al Artículo 45° bis previamente señalado, considerando los efectos que pueden tener en los vertimientos del sistema, así como en el caso específico de los PMGDs y PMGs.

Dado que el objetivo de GPM es centrar el análisis en la metodología y los cambios que ello implicaría, además de sociabilizar los resultados con los distintos agentes de la industria y entidades de interés, se definió en conjunto con el Cliente utilizar para efectos de esta asesoría una base de datos que esté disponible públicamente para las simulaciones, la que correspondió al último Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo emitido por la CNE en enero de 2025 (en adelante "ITD PNCP enero 2025"). Esto, de manera de que la discusión se enfoque en el cambio metodológico, y no necesariamente en los supuestos o la modelación realizada.

2 MODELACIÓN Y SUPUESTOS

A continuación, se presentan los principales supuestos y metodologías consideradas en la proyección de la operación del sistema.

2.1 Modelo de simulación

La operación técnica y económica del sistema para estimar los vertimientos se simuló con el modelo OSE2000, el cual determina un despacho económico óptimo considerando la topología completa de la red y la capacidad de almacenamiento de los embalses del SEN. Dicho software corresponde al utilizado por la Comisión para los procesos semestrales de fijación de precios de nudo de corto plazo, para los procesos anuales de expansión de la transmisión, y para la calificación de instalaciones de transmisión, considerando actualmente 34 series hidrológicas sintéticas para cada una de las centrales hidráulicas del SEN, con el consecuente cálculo de los costos marginales, el despacho económicamente eficiente del parque generador para todas las condiciones simuladas, el flujo sobre todas las líneas y transformadores modelados, y el costo de falla para cada subestación y tramo de falla (en caso de que se verifique).

Se acordó con el Cliente realizar las simulaciones con la base de datos publicada por la CNE como parte de su Informe Técnico Definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo de enero de 2025 (en adelante, "ITD PNCP enero 2025")². Esta decisión busca asegurar el uso de una base de datos pública, validada por la autoridad y empleada en diversos análisis y evaluaciones que inciden directamente en la dinámica de operación del sistema eléctrico.

Dado lo anterior, todos los supuestos necesarios para proyectar la operación del sistema están definidos por lo considerado por la CNE en el ITD PNCP enero 2025. Sin ser exhaustivos, esto al menos incluye en el **período 2025-2026** lo siguiente:

- Perfil de generación teórico para PMGDs existentes.
- Fecha de puesta en servicio de PMGDs en construcción (acorde a la resolución 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).
- 34 series hidrológicas sintéticas.

Cabe destacar que la repartición de vertimientos que se obtiene de los resultados directos de la simulación con el software OSE2000 no necesariamente está alineada con la lógica seguida por la normativa chilena, no obstante responde al objetivo transversal de minimizar los costos de operación del sistema respetando restricciones de seguridad, en particular que el flujo de potencia en cada tramo de transmisión cuyo límite de transferencia se modele activo no sobrepase la capacidad nominal. Es por esta razón que fue necesario aplicar una rutina adicional de redistribución de los vertimientos resultantes del modelo de despacho hidrotérmico, según las disposiciones que se mencionan en la sección 2.3.

² https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/02/ITD-PNCP-Ene-2025_rect_VF.pdf

2.2 Supuestos generales

Se consideró la base de datos utilizada por la CNE en el ITD PNCP enero 2025, cuya versión vigente fue publicada en el sitio web de la Comisión el 5 de febrero de 2025.

2.2.1 Resumen de supuestos considerados en la base de datos CNE

A continuación, se detallan los supuestos generales considerados por la CNE en la base de datos del ITD PNCP enero 2025. Cabe destacar que, si bien la base de datos de la Comisión considera un horizonte de simulación de 10 años, el alcance del estudio consideró la proyección del vertimiento renovable durante el año 2026, por lo que los supuestos se resumen para los años 2025 y 2026.

2.2.1.1 Demanda

La Tabla 2-1 presenta la demanda proyectada en la base de datos del ITD PNCP enero 2025 para el periodo comprendido entre enero de 2025 y diciembre de 2026, en donde además se presenta la demanda real experimentada en 2024, de manera de tener un punto de referencia.

Tabla 2-1: Proyección de demanda del SEN en el ITD PNCP enero 2025

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

Por su parte, la Figura 2-1 contrasta los retiros efectivos del sistema en función de los balances mensuales publicados por el CEN hasta abril de 2025, pudiendo observarse que la demanda utilizada por la CNE sigue una trayectoria de crecimiento alineada con lo experimentado en la operación real de los últimos meses.

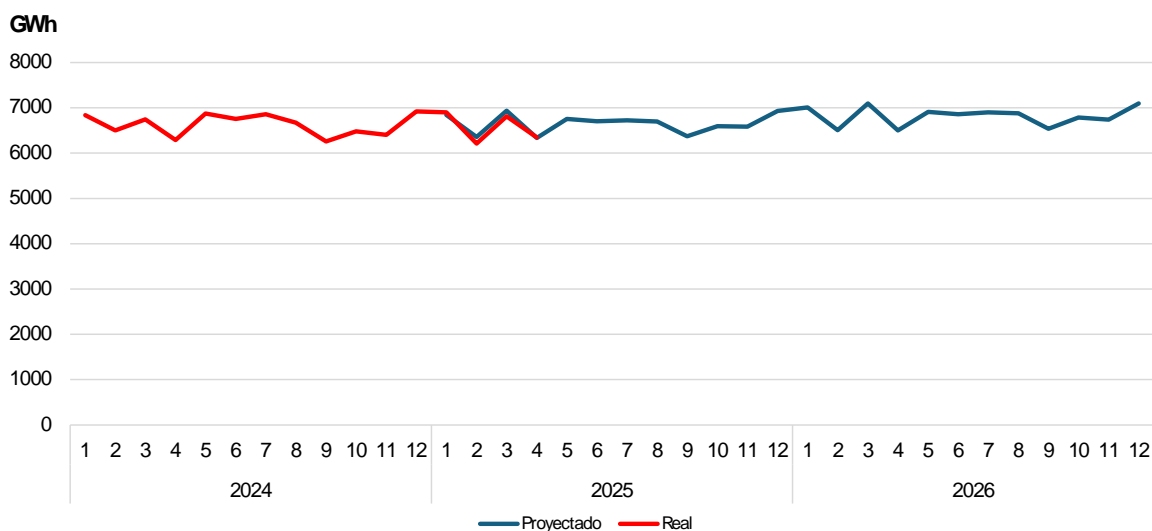


Figura 2-1: Demanda real y proyectada en el ITD PNCP enero 2025

2.2.1.2 Precio de combustibles

Para modelar los precios de combustibles la CNE solicita información al CEN respecto de los valores efectivamente declarados por las empresas en una ventana de dos meses que finaliza dos meses antes de la fecha de publicación del ITD PNCP enero 2025. Dichos valores se utilizan sin cambios para reflejar el costo variable combustible para cada unidad termoeléctrica del sistema durante el primer año de simulación, siendo modulados desde el año 2 en adelante según la variación que experimenta un índice asociado a cada tipo de combustible, construido en función de proyecciones realizadas por la Energy Information Administration (EIA) de Estados Unidos. En el caso del ITD PNCP enero 2025, los valores fueron modulados según la proyección del “Annual Energy Outlook” elaborado por la EIA en marzo de 2023.

La Tabla 2-2 presenta los precios de combustible considerados por la CNE para el periodo comprendido entre enero de 2025 y diciembre de 2026 para algunas centrales representativas por cada combustible.

Tabla 2-2: Precios de combustibles en el ITD PNCP enero 2025

Año	Carbón en Nueva Ventanas [US\$/ton] (*)	GNL en San Isidro [US\$/MMBtu] (**)	Diésel en Quintero [US\$/bbl]
2025	160.1	6.9	145.9
2026	158.7	6.5	147.3

(*) Poder calorífico utilizado: 6350 kcal/kg

(**) Serie de combustible: GNL_E

2.2.1.3 Disponibilidad de gas

La Tabla 2-3 presenta la disponibilidad de GNL considerada en la base de datos del ITD PNCP enero 2025, para el periodo comprendido entre enero de 2025 y diciembre de 2026.

Tabla 2-3: Disponibilidad de gas en el ITD PNCP enero 2025

Año	Mes	Candelaria 1 y 2	CTMG	Gas Atacama	IEM	Ícaro	Los Ventos	Nehuenco 1	Nehuenco 2	Nueva Renca	Quintero 1 y 2	San Isidro 1	San Isidro 2	Taltal 1 y 2	Tocopilla U16
2025	1	0%	63%	16%	0%	0%	0%	0%	16%	0%	0%	11%	9%	0%	4%
	2	0%	93%	23%	0%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	21%	0%	0%
	3	0%	90%	23%	0%	23%	0%	5%	54%	0%	0%	0%	23%	0%	0%
	4	0%	12%	24%	0%	28%	0%	0%	67%	0%	0%	0%	25%	0%	58%
	5	0%	0%	27%	0%	28%	0%	0%	78%	64%	0%	19%	85%	0%	78%
	6	0%	25%	28%	0%	28%	0%	7%	76%	79%	6%	17%	96%	0%	90%
	7	0%	50%	29%	0%	5%	0%	0%	51%	79%	0%	19%	99%	0%	92%
	8	0%	71%	23%	0%	0%	0%	0%	0%	74%	3%	82%	0%	0%	92%
	9	0%	73%	18%	0%	0%	4%	0%	0%	19%	0%	43%	3%	0%	92%
	10	0%	86%	14%	0%	0%	2%	0%	0%	3%	0%	0%	7%	4%	55%
	11	0%	25%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	46%
	12	0%	77%	12%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	92%
2026	1	0%	33%	17%	0%	0%	0%	0%	11%	1%	0%	0%	10%	0%	43%
	2	0%	14%	23%	0%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	21%	0%	55%
	3	0%	0%	23%	0%	17%	0%	0%	49%	0%	0%	0%	23%	0%	53%
	4	0%	28%	24%	0%	28%	0%	0%	67%	0%	0%	0%	24%	0%	46%
	5	0%	0%	27%	0%	28%	0%	0%	76%	49%	0%	15%	71%	0%	76%
	6	0%	57%	28%	0%	28%	0%	0%	82%	79%	0%	20%	96%	0%	37%
	7	0%	96%	29%	100%	11%	0%	0%	67%	79%	0%	23%	99%	0%	0%
	8	0%	71%	25%	100%	0%	0%	0%	0%	75%	5%	0%	86%	0%	92%
	9	0%	69%	19%	100%	0%	0%	0%	0%	35%	0%	5%	49%	0%	92%
	10	0%	79%	16%	100%	0%	0%	0%	0%	6%	0%	15%	0%	0%	92%
	11	0%	33%	9%	100%	0%	0%	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	55%
	12	0%	68%	11%	100%	0%	2%	0%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	86%

2.2.1.4 Plan de obras de generación

Para la construcción del plan de obras de generación de corto plazo utilizado en la modelación la Comisión considera dos fuentes principales. Por un lado, la CNE incorpora las centrales declaradas en construcción, conforme a lo establecido en la Resolución Exenta CNE N° 642 del 29 de noviembre de 2024 (publicada dos meses antes de la emisión del informe). Por otro lado, la Comisión también incluye centrales comprometidas en contratos adjudicados en procesos de licitación para el suministro de clientes regulados, con el fin de reflejar de mejor manera el desarrollo esperado de la matriz de generación en el horizonte de simulación.

Cabe señalar que la metodología de la CNE asimila la fecha definida en la declaración en construcción como la fecha de puesta en servicio, por lo que un número no menor de centrales en la práctica son modeladas con fecha de conexión en el pasado, ya que su cronograma de desarrollo no ha sido actualizado oficialmente por el propietario, o se encuentra en proceso de revisión por parte de la autoridad, sin que a la fecha la unidad esté efectivamente conectada y menos aún haya iniciado su operación comercial. Para efectos de las siguientes figuras, todas esas centrales se agruparon en el mes de inicio de la simulación, correspondiente a enero de 2025. El detalle del plan de obras se puede ver en el ANEXO A, incluyendo la fecha efectiva que definió la CNE en el modelo OSE2000.

La Figura 2-2 muestra a nivel agregado el plan de obras de generación de PMGs y PMGDs considerado en la base de datos del ITD PNCP enero 2025.

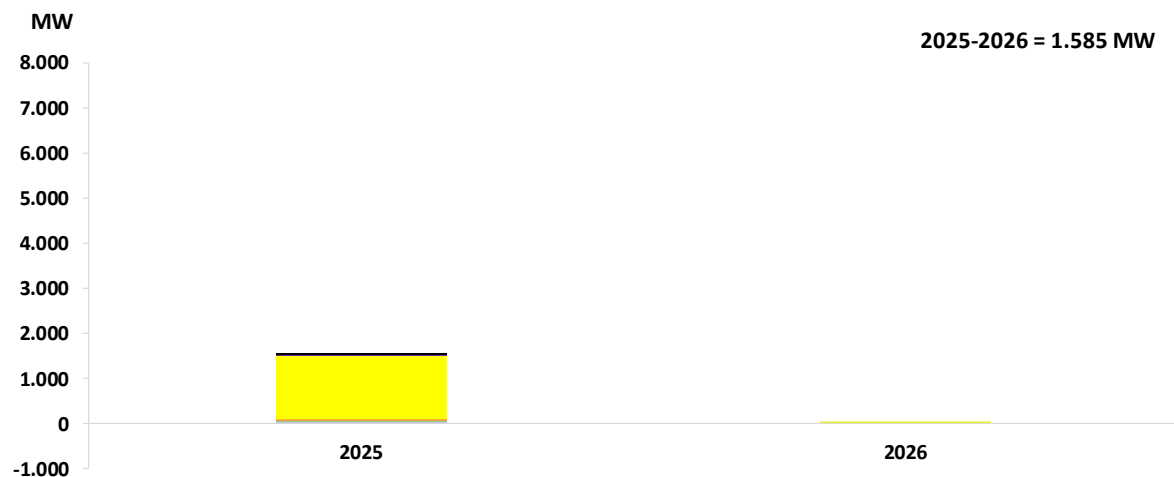


Figura 2-2: Plan de obras de generación (PMGD/PMG) en el ITD PNCP enero 2025

Por otro lado, la Figura 2-3 muestra el plan de obras de generación considerando las demás centrales del sistema (es decir, centrales con una capacidad instalada mayor a 9 MW).

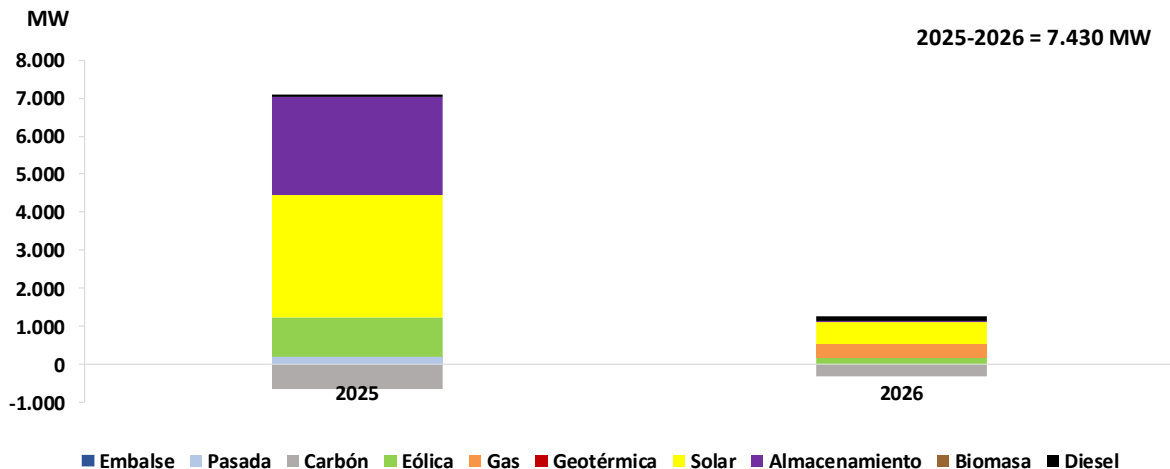


Figura 2-3: Plan de obras de generación (No PMGD/PMG) en el ITD PNCP enero 2025

2.2.1.5 Plan de descarbonización

La Tabla 2-4 presenta el plan de descarbonización considerado en la base de datos del ITD PNCP enero 2025 para el periodo comprendido entre enero de 2025 y diciembre de 2026.

Tabla 2-4: Plan de descarbonización en el ITD PNCP enero 2025

Central	Propietario	Tecnología	Capacidad instalada neta MW	Sistema	Fecha de desconexión
CTM1	Engie	Carbón	146,5	SEN-SING	dic-2025
CTM2	Engie	Carbón	156,6	SEN-SING	dic-2025
CTM4 (IEM)	Engie	Carbón	348,0	SEN-SING	dic-2025
Andina	Engie	Carbón	161,8	SEN-SING	abr-2026
Hornitos	Engie	Carbón	161,2	SEN-SING	abr-2026
TOTAL			974,1		

La CNE también considera el retiro de algunas unidades diesel en el horizonte 2025-2026, las cuales a la fecha de realización del estudio aún se encuentran en operación de acuerdo a los datos disponibles en la plataforma Infotécnica del Coordinador.

Tabla 2-5: Retiro de centrales diesel en el ITD PNCP enero 2025

Central	Propietario	Tecnología	Capacidad instalada neta MW	Sistema	Fecha de desconexión
Cementos Bío Bío Centro	Cementos Bío Bío	Diesel	12,1	SEN-SIC	nov-2023
Calle Calle	SAESA	Diesel	11,6	SEN-SIC	ago-2022
TGTAR	Enel Generación	Diesel	18,6	SEN-SING	feb-2026
Arica	Engie	Diesel	12,3	SEN-SING	abr-2026
TG1 & TG2	Engie	Diesel	39,4	SEN-SING	abr-2026
TOTAL			94,0		

2.2.1.6 Hidrologías utilizadas por la CNE

En la base de datos del ITD PNCP enero 2025 la CNE consideró matrices de energía afluente sintéticas para cada central hidráulica, construyendo 34 series hidrológicas a partir de los

lineamientos definidos en el estudio “Análisis de la estadística hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía” (Meteodata, 2020)³.

Para efectos del análisis de resultados, estas series hidrológicas se clasificaron según la generación total proyectada para cada hidrología durante el año 2026. Esta clasificación no necesariamente es consistente a lo largo de cada mes, o incluso en años distintos al 2026, dado que la CNE no mantiene fija la energía afluente entre distintos años hidrológicos; sin embargo, proporciona una aproximación de cuáles hidrologías resultan más secas o húmedas durante ese año. La nomenclatura adoptada va de “P001” para la hidrología más húmeda, hasta “P100” para la hidrología más seca, considerándose una distribución uniforme de las series para definir los percentiles o probabilidades de excedencia.

El siguiente gráfico muestra la generación hidráulica (embalse + serie + pasada) simulada para el año 2026, para una hidrología húmeda (P018 en verde, correspondiente a la hidrología N°2 modelada por la CNE), una hidrología seca (P084 en rojo, correspondiente a la hidrología N°25 modelada por la CNE), el promedio de todas las series (línea negra punteada), y la disponibilidad hidráulica real para el 2024. El área celeste, por su parte, representa el rango de excursión de la generación hidráulica.

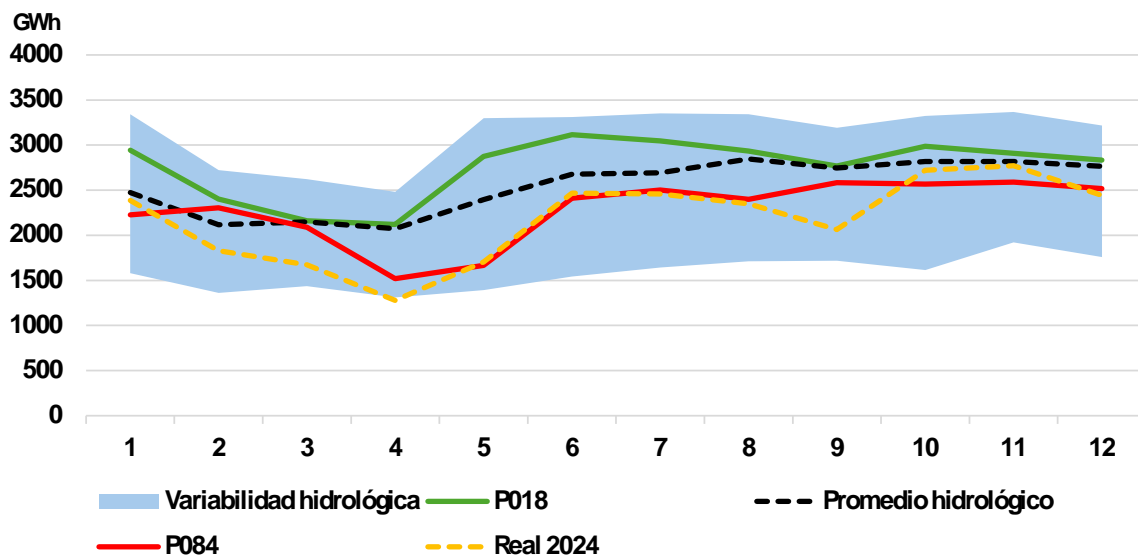


Figura 2-4: Generación hidráulica (embalse + pasada + serie) en el ITD PNCP enero 2025

De la Figura 2-4 se puede ver que existe una elevada dispersión de la disponibilidad de energía hidráulica, no obstante la hidrología real del año 2024 está dentro del rango de la estadística utilizada por la CNE. Ahora bien, si mensualmente se escoge la hidrología más semejante a la de dicho año, se puede construir de manera bastante certera un escenario con condiciones hidrológicas como las experimentadas durante el año 2024, como se observa en la Figura 2-5.

³ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Estudio-An%C3%A1lisis-de-la-Estad%C3%ADstica-Hidrol%C3%B3gica.pdf>

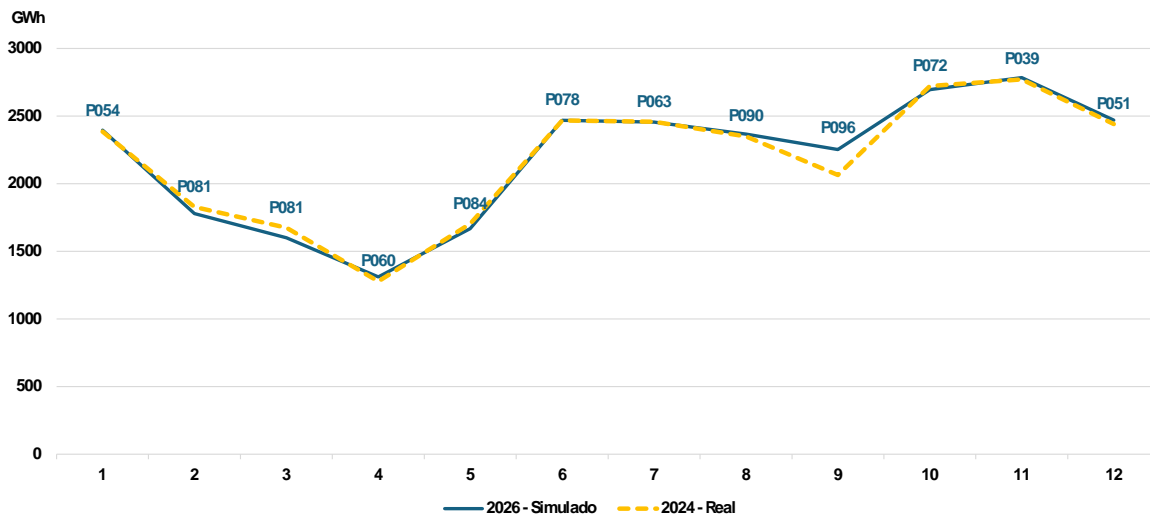


Figura 2-5: Selección de estadística hidrológica similar a la del año 2024 en el ITD PNCP enero 2025

2.2.1.7 Perfiles teóricos de generación

La Figura 2-6, la Figura 2-7 y la Figura 2-8 muestran la suma de la generación teórica proyectada para las centrales eólicas, solares y de pasada del SEN, respectivamente, separadas en PMGD/PMG y no PMGD/PMG, y considerando solo el año 2026.

Cabe destacar que la CNE considera distintas aproximaciones para definir los perfiles que modela para las centrales renovables. En específico:

- **Eólicas:** La CNE modela 68 perfiles unitarios distintos, 34 para las centrales ubicadas al norte de la subestación Los Changos y 34 para las ubicadas al sur de dicha subestación. Estos perfiles se construyen a partir de 37 años de series históricas disponibles en el Explorador Eólico de la Universidad de Chile y el Ministerio de Energía, seleccionando aleatoriamente 34 días para conformar los escenarios de cada zona.
- **Pasada:** Se simulan caudales sintéticos, considerando 34 series diferentes que a su vez varían por central, basado en la metodología descrita en la sección 2.2.1.6. Esto aplica en general para cualquier central hidráulica.
- **Solares FV:** Sólo se consideran tres perfiles unitarios distintos (norte, centro y sur del SEN), sin distinción por tipo de paneles o su estructura. El perfil de la zona norte considera todas las centrales al norte de la SE Punta Colorada, el de la zona sur se utiliza para todas las centrales al sur de la SE Parral, y el de la zona centro considera las centrales ubicadas entre ambas subestaciones.

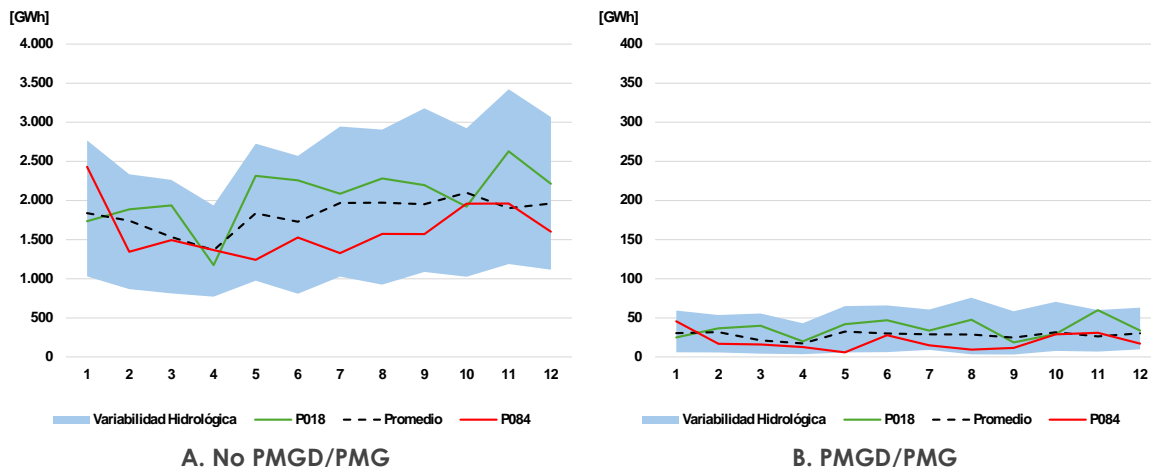


Figura 2-6: Generación teórica total centrales eólicas en el ITD PNCP enero 2025 – Año 2026

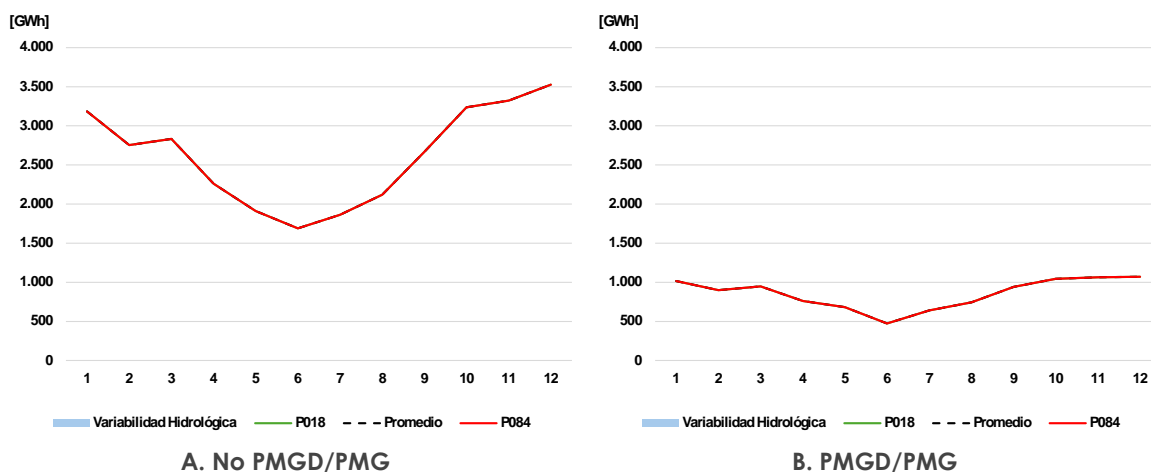


Figura 2-7: Generación teórica total centrales solares FV en el ITD PNCP enero 2025 – Año 2026

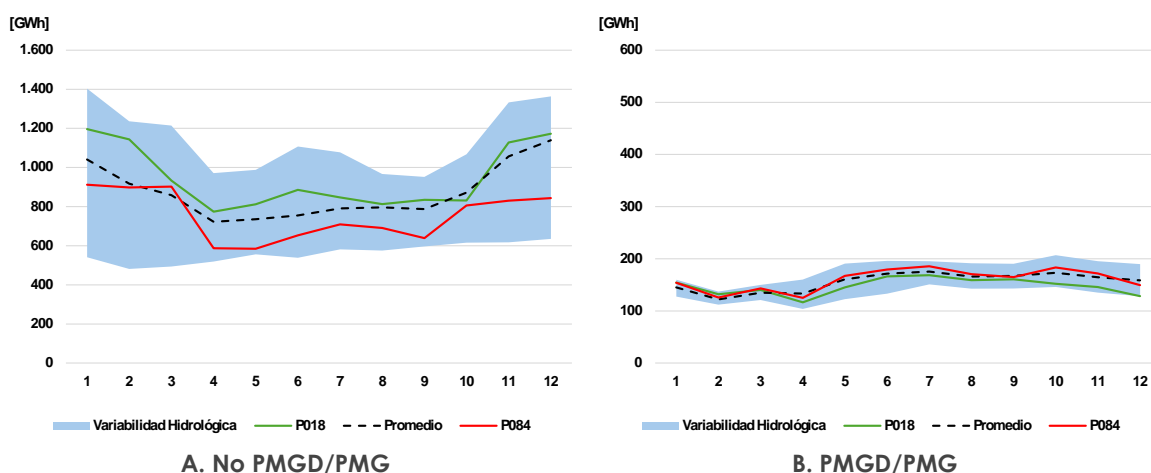


Figura 2-8: Generación teórica total hidroeléctricas de pasada en el ITD PNCP enero 2025 – Año 2026

La Figura 2-9 presenta la variabilidad hidrológica de la suma de la generación teórica de las centrales solares FV, eólicas y de pasada, separadas en PMGD/PMG y no PMGD/PMG,

para el año 2026, mientras que la Tabla 2-6 presenta algunas estadísticas a nivel anual de dichos valores.

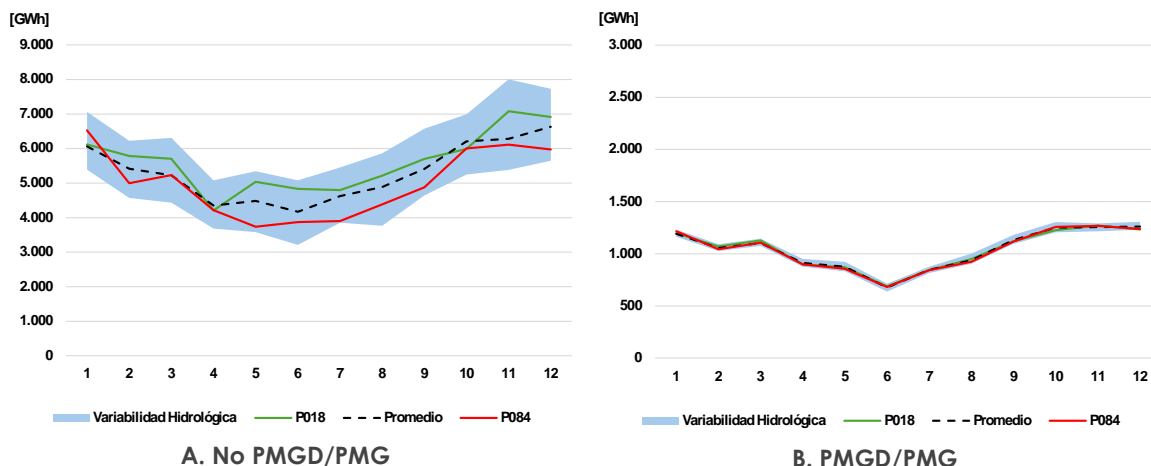


Figura 2-9: Generación teórica renovable mensual (eólica + solar FV + pasada) en el ITD PNCP enero 2025 – Año 2026

Tabla 2-6: Generación teórica renovable anual (eólica + solar FV + pasada) en el ITD PNCP enero 2025 – Año 2026

Generación teórica anual [GWh]	No PMGD/PMG	PMGD/PMG
Mínima	59,833	12,317
Máxima	63,751	12,494
Promedio	67,960	12,738

2.2.1.8 Plan de obras de 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 simulado.

La Tabla 2-7 resume algunas de las principales expansiones en el sistema de transmisión nacional consideradas para el horizonte 2025-2026 en la base del ITD PNCP enero 2025, mientras que el detalle completo de las obras incluidas se encuentra en el ANEXO B.

Tabla 2-7: Principales obras de expansión del sistema de transmisión nacional consideradas en el ITD PNCP enero 2025 – Años 2025-2026

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	Totalenergías	ene-25
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Elena y 2x220 kV María Elena - Kímal	Transec / BHP / SAESA / AMSA / Totalenergías	jun-25

2.2.2 Consideraciones para simular la base de datos CNE

Para lograr los objetivos del estudio se tuvieron en cuenta ciertos criterios técnicos a la hora de simular la base de datos del ITD PNCP enero 2025, los cuales se describen a continuación. Cualquier otro supuesto se mantuvo inalterado con respecto a lo considerado en la base de datos de la Comisión.

2.2.2.1 Simulación del sistema eléctrico sin reducción

Aunque la base de datos del ITD PNCP enero 2025 tiene una modelación detallada del SEN, incorporando incluso subestaciones a nivel de distribución, así como gran parte de las líneas de transmisión zonales y dedicadas, la CNE incluye dentro de los resultados salidas con una versión simplificada del modelo. En este proceso de reducción se eliminan líneas y subestaciones de baja y media tensión, agrupando la demanda y centrales originalmente conectadas ahí en subestaciones aguas arriba, lo que permite disminuir el costo computacional y, en consecuencia, los tiempos de simulación cuando se proyecta la operación del sistema para varios años.

Dado que el objetivo del estudio es determinar el vertimiento que sería aplicable a PMGDs y PMGs bajo distintas metodologías de repartición, es fundamental contar con una representación lo más detallada posible del sistema de transmisión, por lo que se simuló la base de datos de la CNE sin aplicar la reducción final mencionada anteriormente.

2.2.2.2 Límites de transmisión en instalaciones zonales y subestaciones primarias

Si bien como se mencionó previamente la base de datos de la CNE tiene un detalle adecuado en términos de la representación topológica del SEN, la Comisión no activa los límites de transmisión de todos los segmentos modelados.

En particular, algunos activos de sistemas de transmisión dedicados, así como varias líneas zonales y gran parte de los transformadores en subestaciones de distribución no tienen sus límites de transmisión activados en la base de datos del ITD PNCP enero 2025. Independiente de la opinión general del Consultor respecto de la idoneidad de esta estrategia, esta aproximación no resulta razonable para el objetivo del presente estudio, pues subestimaría las congestiones locales a las que podrían estar expuestos los PMGDs y PMGs.

Si bien en primera instancia se realizó una simulación con los límites de transmisión activos para todos los segmentos modelados por la CNE, los resultados obtenidos sin considerar la reducción del sistema (ver sección 2.2.2.1), dieron cuenta de numerosas subestaciones con generación de falla, lo que evidentemente no es representativo de la operación actual del sistema.

Por esta razón, y de manera de minimizar la intervención realizada por el Consultor a la base de datos del ITD PNCP enero 2025, pero a la vez representar adecuadamente las limitaciones a las que se podrían ver expuestos los PMGDs y PMGs, se optó por activar los límites de transmisión de todos los segmentos de transmisión zonal y subestaciones primarias de distribución cuyos flujos de potencia alcanzaban el límite nominal y con dirección hacia el sistema (lo que significa que existe generación conectada aguas abajo que excede la demanda). De esta forma, es posible reflejar situaciones en que se ve limitada localmente la inyección de PMGDs y PMGs, pero sin distorsionar los resultados por el no suministro de la demanda de algún nodo. Los límites considerados para estos tramos se mantuvieron respecto de aquellos registrados por la CNE en su base de datos.

2.3 Metodologías para la repartición de vertimiento

Se definieron tres escenarios, cuya diferencia no radica en los resultados generales de la operación del sistema ni en el nivel total de vertimiento, variables que corresponden directamente a los resultados entregados por la simulación de la base ITD PNCP enero 2025 con el software OSE2000, sino que en la metodología considerada para la repartición de tales vertimientos entre las centrales del SEN.

A continuación, se describe la metodología implementada en cada caso, las que para este ejercicio teórico se aplicaron desde el 1 de enero de 2026, esto es, sin considerar los plazos de adaptación de instalaciones que incluye el Ministerio de Energía en los artículos transitorios del DS125/2017 modificado.

2.3.1 Metodología DS125 (Caso Base)

Para el Caso Base, el vertimiento resultante de las simulaciones se repartió según las directrices vigentes definidas en el DS125/2017, particularmente en su Artículo 45°, y en el procedimiento interno "Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable"⁴ del CEN:

- Se excluyeron a los PMGD y PMG con autodespacho de las prorratas sistémicas de vertimiento. Solo se determinaron limitaciones de generación para centrales de estas categorías si en los resultados se identificaba la ocurrencia de eventos locales de congestión.
- Las prorratas de reducción se determinaron en proporción de la capacidad instalada de las centrales renovables afectas a vertimiento.

2.3.2 Sensibilidad 1

Se consideraron los mismos resultados generales del Caso Base, pero cambiando la forma de repartir el vertimiento en función de lo dispuesto en el borrador del DS125/2017 modificado publicado por el Ministerio de Energía el 15 de abril de 2025.

- Se incluyeron a los PMGD/PMG en las prorratas sistémicas de vertimiento.
- Las prorratas de reducción se determinaron en función de la energía instantánea disponible en cada central renovable afecta a vertimiento.

⁴ https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/07/Procedimiento_Interno_Prorrata_generacion_Igual_CV_2023.pdf

- Para los PMGD y PMG que también experimentaron restricciones locales según los resultados de la simulación, los vertimientos se aplicaron de forma secuencial: en primer lugar, se ajustó la generación de tales PMGD/PMG de manera que no sobrepase la capacidad de transformación en la subestación primaria de distribución (o línea zonal en primera adyacencia, en los casos donde aplicase). Luego, sobre el remanente se aplicó el vertimiento sistémico requerido.

2.3.3 Sensibilidad 2

Se consideraron los mismos resultados del Caso Base, pero cambiando la forma de repartir el vertimiento:

- Se incluyeron a los PMGD y PMG en las prorratas sistémicas de vertimiento, pero son en función a su contribución neta al sistema. Es decir, se aplicaron vertimientos solo a aquellos PMGD en donde el balance neto a nivel de subestación primaria de distribución en un bloque de demanda determinado implique inyectar energía al sistema, y solo sobre esa porción de generación.
- Las prorratas de reducción se determinaron en función de la energía instantánea disponible en cada central renovable afecta a vertimiento.

2.3.4 Ejemplo simplificado de repartición de vertimiento

Para facilitar la comprensión de las metodologías previamente descritas, se presenta a continuación un ejemplo teórico de distribución de vertimiento renovable en un sistema simplificado, utilizando las tres metodologías explicadas previamente.

El diagrama simplificado considerado en el ejemplo se presenta en la Figura 2-10. En éste se muestran 4 PMGDs, conectados a sus respectivas subestaciones de distribución, 1 PMG conectado en una subestación de transmisión nacional, y 3 centrales de mayor tamaño (no PMGD/PMG), conectadas en sus respectivas subestaciones de transmisión nacional. Asimismo, se indica la capacidad instalada de cada central y su generación instantánea en la hora representada.

Además, se muestra la demanda instantánea en las subestaciones de distribución donde se conectan los PMGDs. Con la información de generación, demanda y capacidad de transmisión, se presentan los balances teóricos de energía en las líneas de transmisión (flechas celestes), asumiendo por simplicidad que no hay pérdidas de transmisión. Los valores de flujos de potencia desde subestaciones nacionales al resto del sistema que se muestran en la figura en primera instancia no incluyen vertimiento, con el objetivo de identificar de forma clara el desbalance entre generación y demanda que se produce en presencia de vertimiento sistémico.

Para que el ejemplo sea directo, en el momento considerado en el diagrama el sistema no presenta ninguna otra fuente de generación ni de demanda que las representadas en la figura. Además, solo hay un activo de transmisión congestionado en el sistema, específicamente el transformador de la subestación de distribución 1.

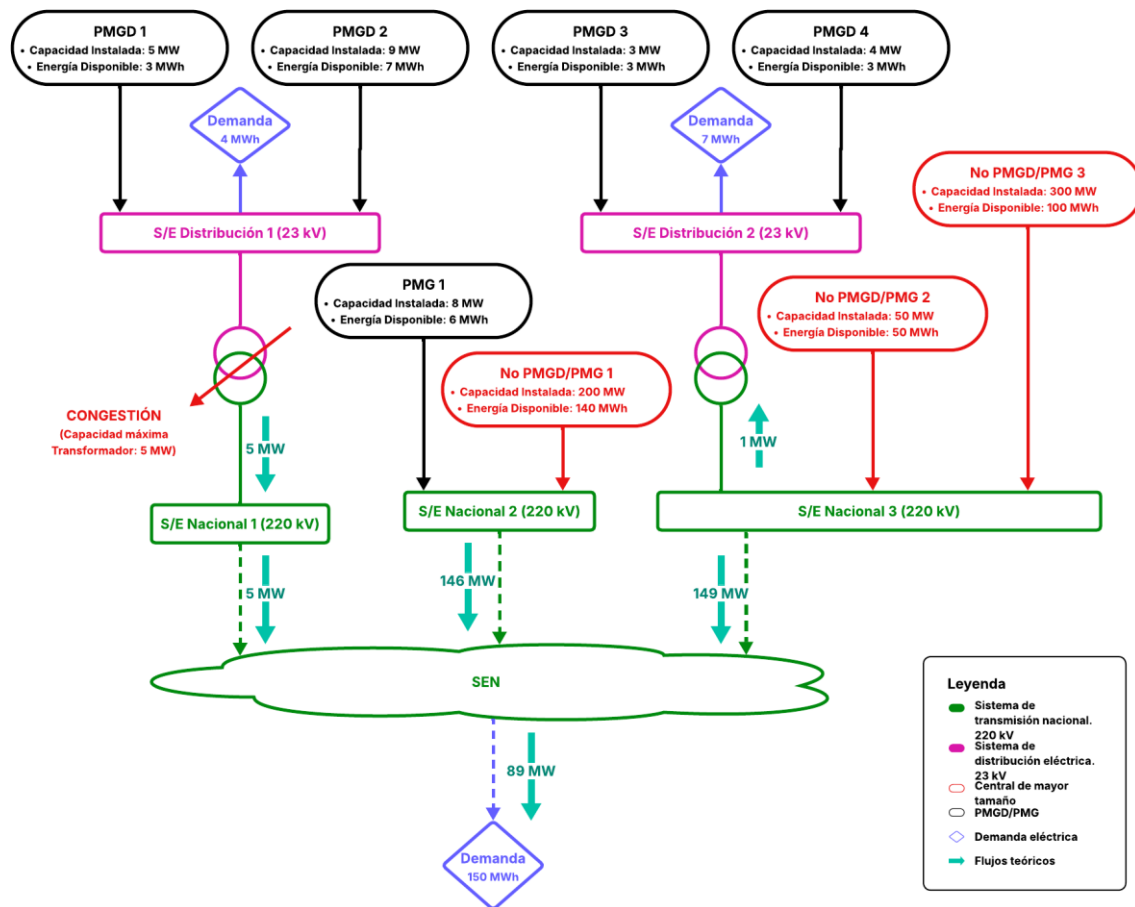


Figura 2-10: Diagrama utilizado en el ejemplo teórico de repartición de vertimiento renovable

2.3.4.1 Caso Base

1. En la subestación de distribución 1 hay congestión, ya que los PMGD conectados en esa subestación tienen en conjunto 10 MWh de energía disponible, con una demanda local de 4 MWh, por lo que se podrían inyectar 6 MWh a la red. Sin embargo, la capacidad del transformador es de 5 MW, lo que se traduce en un vertimiento local de 1 MWh que debe repartirse entre el PMGD 1 y el PMGD 2, en función de su capacidad instalada. Como resultado, se asignan 0,36 MWh de vertimiento al PMGD 1 y 0,64 MWh de vertimiento al PMGD 2, por lo que el primero inyecta 2,64 MWh y el segundo 6,36 MWh.
2. Se calcula el vertimiento total del sistema, haciendo un balance entre generación teórica y demanda:

$$V = G - D = (2,64 + 6,36 + 3 + 3 + 140 + 50 + 100) - (150 + 4 + 7) = 150 \text{ MWh}$$

Donde,

- V : Vertimiento total del sistema.
- G : Inyección teórica de energía al SEN.
- D : Retiros de energía del SEN.

3. Se reparte el vertimiento en función de la capacidad instalada, solo entre las centrales que no son PMGD/PMG:

$$V_i = V \cdot \frac{CI_i}{\sum_i CI_i}$$

Donde,

V_i : Vertimiento asignado a la central i que no es PMGD/PMG.

CI_i : Capacidad instalada de la central i .

El resultado de la distribución bajo esta asignación se puede ver en la Tabla 2-8.

2.3.4.2 Sensibilidad 1

1. El vertimiento local se calcula de forma análoga al punto 1 del Caso Base, pero se reparte en función de la energía generable disponible. Con ello, la energía generable de cada PMGD conectado en la subestación de distribución 1 que se podría inyectar al SEN sería de 2,7 MWh para el PMGD 1 y 6,3 MWh para el PMGD 2. Estos valores se utilizarán para calcular la prorrata de vertimiento sistémicos.
2. El vertimiento total que se debe aplicar a las centrales es el mismo que en el Caso Base (150 MWh).
3. Se reparte el vertimiento en función de la energía disponible en cada central en el instante analizado:

$$V_j = V \cdot \frac{ED_j}{\sum_j ED_j}$$

Donde,

ED_j : Energía disponible de la central j , sin importar su categoría.

2.3.4.3 Sensibilidad 2

1. El vertimiento local resulta igual que el de la Sensibilidad 1.
2. El vertimiento total que se debe aplicar a las centrales es el mismo que en el Caso Base (150 MWh).
3. Para los PMGD se calculan los flujos netos que se inyectan al sistema en la subestación primaria de distribución, lo que equivale a que se tome el registro del medidor asociado a ese tramo de la subestación primaria de distribución.

A diferencia de los casos anteriores, los vertimientos se determinarán en función de este flujo, acotando por cero en caso de que el sentido del flujo sea desde el sistema a la zona donde se encuentran los PMGD.

Para el ejemplo, la dinámica de distribución tendrá las siguientes consideraciones:

- La subestación de distribución 2 retira energía del sistema en el instante analizado, ya que la demanda es mayor a la generación de los PMGD conectados en la subestación; por lo tanto, bajo esta aproximación el PMGD 3 y PMGD 4 no participan de las prorratas sistémicas de vertimiento.

- La subestación de distribución 1 inyecta 5 MWh netos de energía al sistema, descontando tanto la demanda como el vertimiento local. Estos 5 MW participaran como un central renovable virtual en las prorratas sistémicas de vertimiento, los que a su vez se reparten entre ambos PMGD en función de su energía disponible descontada en el paso 1.
4. Se reparten los vertimientos en función de la nueva energía disponible calculada para cada central en el instante analizado, reemplazando a los PMG/PMGD de la subestación de distribución 1 por una central virtual con un generable igual al flujo neto positivo que se inyecta al sistema:

$$V_k = V \cdot \frac{ED_k}{\sum_k ED_k}$$

5. Una vez determinado el vertimiento asignado a la central virtual, este se reparte en función de los generables disponibles de las centrales conectadas a la subestación de distribución.

La repartición de vertimiento resultante de aplicar cada metodología explicada anteriormente se muestra en la Tabla 2-8.

Tabla 2-8: Resultados del ejemplo de repartición de vertimiento

Central	Vertimiento					
	Caso Base		Sensibilidad 1		Sensibilidad 2	
	MWh	% generable	MWh	% generable	MWh	% generable
PMG 1	-	-	2,9	48%	3,0	50%
PMGD 1	0,4	12%	1,6	53%	1,0	35%
PMGD 2	0,6	9%	3,7	53%	2,4	35%
PMGD 3	-	-	1,4	48%	-	-
PMGD 4	-	-	1,4	48%	-	-
No PMGD/PMG 1	54,5	39%	67,5	48%	69,8	50%
No PMGD/PMG 2	13,6	27%	24,1	48%	24,9	50%
No PMGD/PMG 3	81,8	82%	48,2	48%	49,8	50%
Total	151,0	48%	151,0	48%	151,0	48%

Es importante destacar que el total de vertimiento se mantiene igual en cada caso (150 MWh de vertimiento sistémico y 1 MWh de vertimiento local), solo cambiando la distribución del vertimiento entre los distintos casos.

3 RESULTADOS

En el presente capítulo se muestran los resultados de vertimiento considerando los distintos métodos de prorrata mencionados en la sección 2.3.

3.1 Vertimiento total del SEN

La Figura 3-1 muestra el vertimiento total proyectado para el 2026 para una hidrología húmeda (P018 en verde), para una hidrología seca (P084 en rojo) y para el promedio de todas las series (línea negra punteada). Es importante señalar que el vertimiento total se mantiene constante en todos los casos; la única variación se encuentra en la forma de distribuir dicho vertimiento entre las diferentes centrales del SEN.

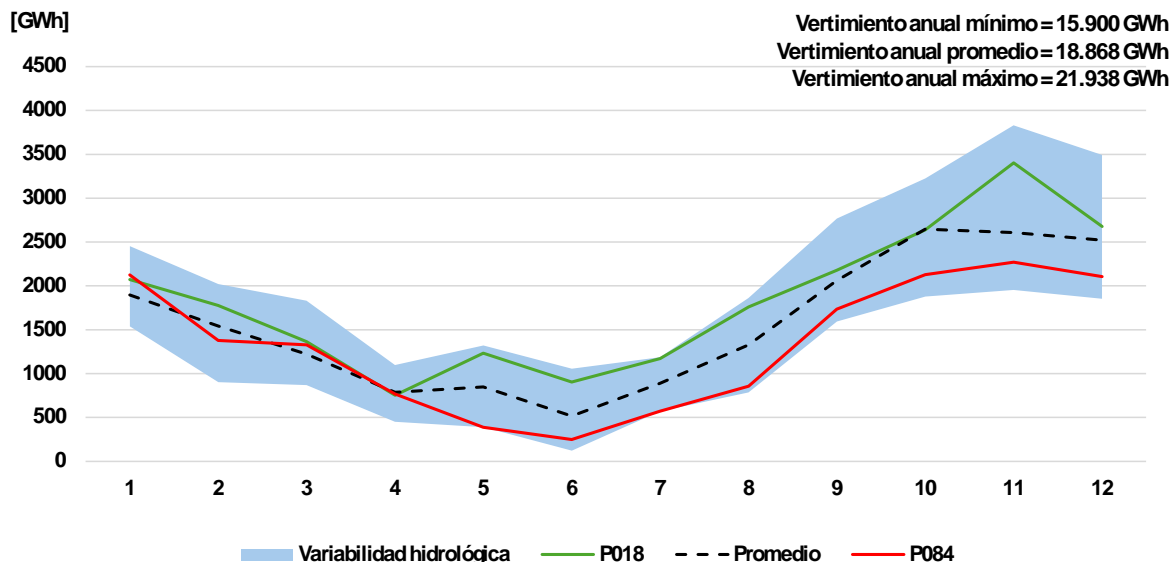
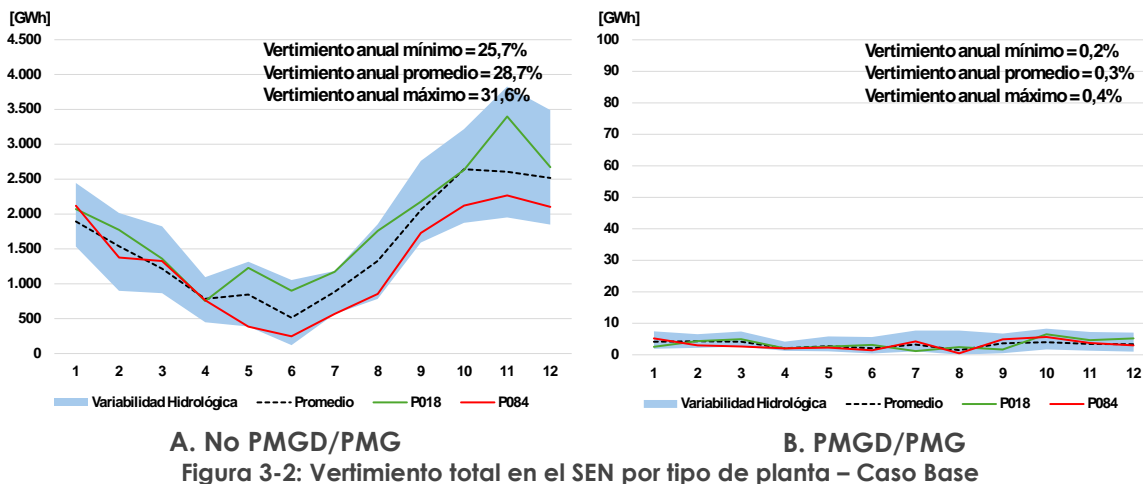


Figura 3-1: Vertimiento total del sistema en el ITD PNCP enero 2025 – Año 2026

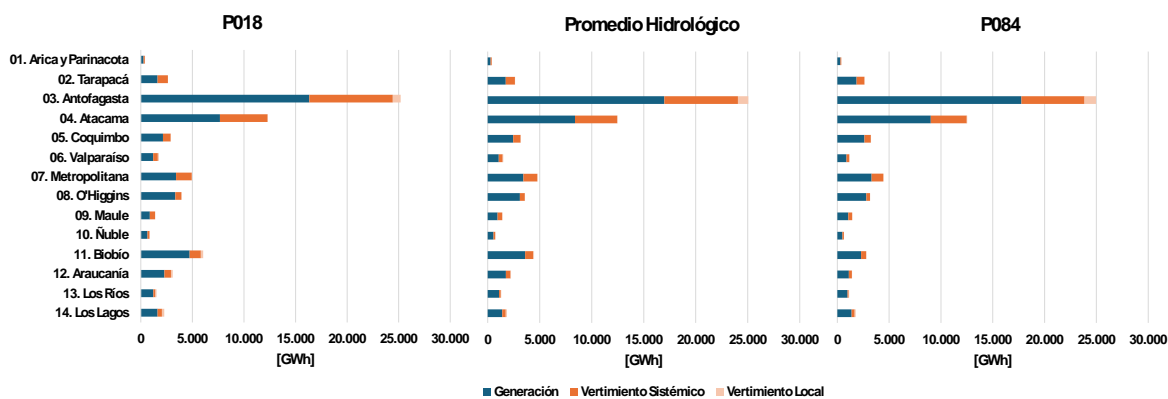
3.2 Metodología DS125 (Caso Base)

La Figura 3-2 muestra el vertimiento proyectado para el año 2026 considerando la metodología de repartición de vertimiento descrita para el **Caso Base**, separando los resultados en PMGD/PMG y no PMGD/PMG. Es importante notar que el eje de los gráficos es distinto para mostrar en mayor detalle el vertimiento PMGD/PMG, dado que si bien siguen la misma tendencia las magnitudes son distintas, debido a las diferencias en la capacidad instalada total.



En este caso el vertimiento asociado a los PMGD/PMG se debe exclusivamente a problemas de congestión local, sin que estos participen en las prorratas sistémicas. Cabe destacar que las escalas de los gráficos son distintas, con el propósito de permitir una adecuada visualización del vertimiento de los PMGD/PMG.

La Figura 3-3 y la Figura 3-4 muestran la generación (en azul), vertimiento sistémico (en naranja oscuro) y vertimiento local (en naranja claro) considerando la metodología de repartición de vertimiento del **Caso Base** para centrales no PMGD/PMG y PMGD/PMG, respectivamente. Cada barra representa una región administrativa distinta, ordenadas de norte a sur. El gráfico de la izquierda representa una condición hidrológica húmeda (P018), el del centro representa el promedio de todas las hidrologías, mientras que el de la derecha representa una condición hidrológica seca (P084).



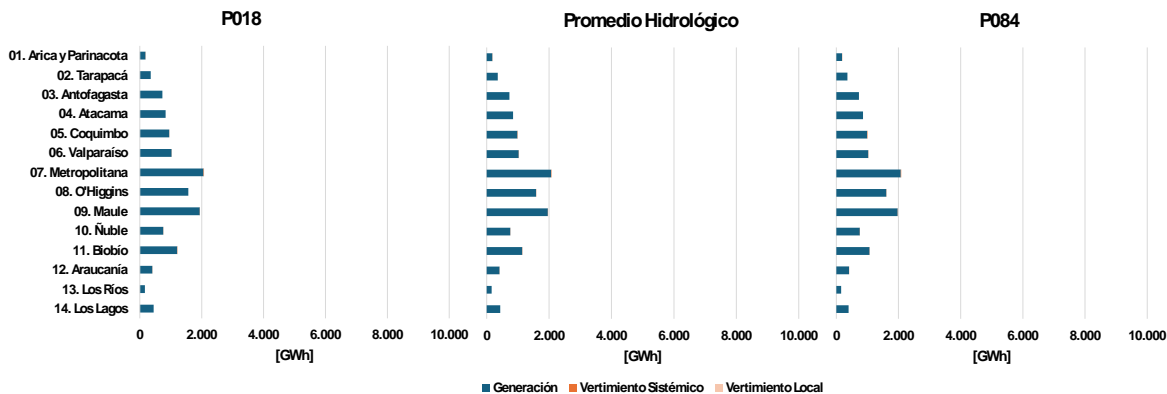
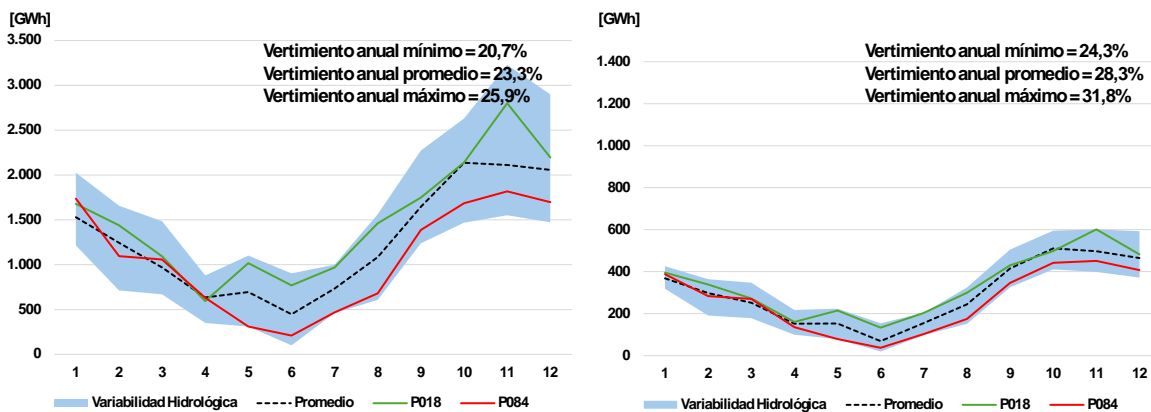


Figura 3-4: Generación y vertimiento por región (PMGD/PMG) – Caso Base

Se desprende que la mayoría de los eventos de vertimiento corresponden a eventos sistémicos, es decir no se explican por falta de capacidad de transmisión, sino que a un exceso de oferta de generación de costo cero. Del mismo modo, la mayor parte del vertimiento se concentra en la zona norte, donde se ubica la mayor parte de las centrales no PMG/PMGD.

3.3 Sensibilidad 1

La Figura 3-6 muestra el vertimiento proyectado para el año 2026 considerando la metodología de repartición de vertimiento descrita para la **Sensibilidad 1**, separando los resultados en PMGD/PMG y no PMGD/PMG. Al igual que en el Caso Base, notar que el eje de los gráficos es distinto para mostrar en mayor detalle el vertimiento PMGD/PMG, dado que si bien siguen la misma tendencia las magnitudes son distintas, debido a las diferencias en la capacidad instalada total.



A. No PMGD/PMG B. PMGD/PMG
Figura 3-5: Vertimiento total en el SEN por tipo de planta – Sensibilidad 1

La Figura 3-6 y la Figura 3-7 muestran la generación (en azul), vertimiento sistémico (en naranja oscuro) y vertimiento local (en naranja claro) del sistema, considerando la metodología de repartición de vertimientos de la **Sensibilidad 1** para centrales no PMGD/PMG y PMGD/PMG, respectivamente.

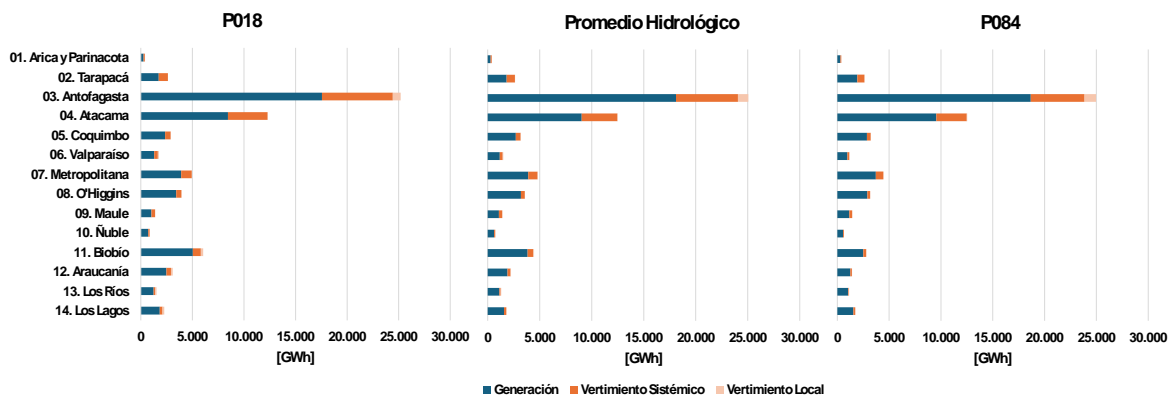


Figura 3-6: Generación y vertimiento por región (No PMGD/PMG) – Sensibilidad 1

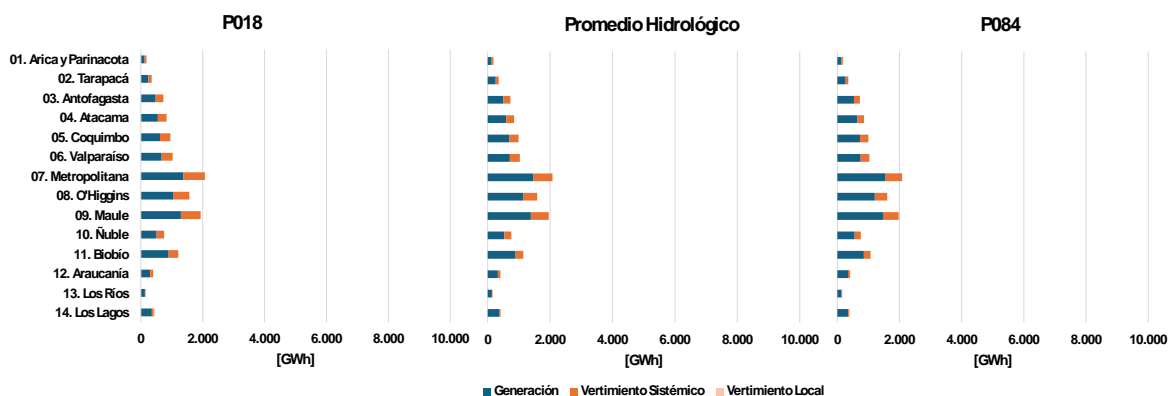


Figura 3-7: Generación y vertimiento por región (PMGD/PMG) – Sensibilidad 1

En este caso se tiene un nivel mucho más alto de vertimiento para los PMGD y PMG, el cual tiene una distribución más homogénea con las centrales No PMGD/PMG, en línea con el cambio del cálculo de las prorratas en base a la energía disponible.

3.4 Sensibilidad 2

La Figura 3-8 muestra el vertimiento proyectado para el año 2026 considerando la metodología de repartición de vertimiento descrita para la **Sensibilidad 2**, separando los resultados en PMGD/PMG y no PMGD/PMG. Al igual que en el Caso Base y la Sensibilidad 1, notar que el eje de los gráficos es distinto para mostrar en mayor detalle el vertimiento PMGD/PMG, dado que si bien siguen la misma tendencia las magnitudes son distintas, debido a las diferencias en la capacidad instalada total.

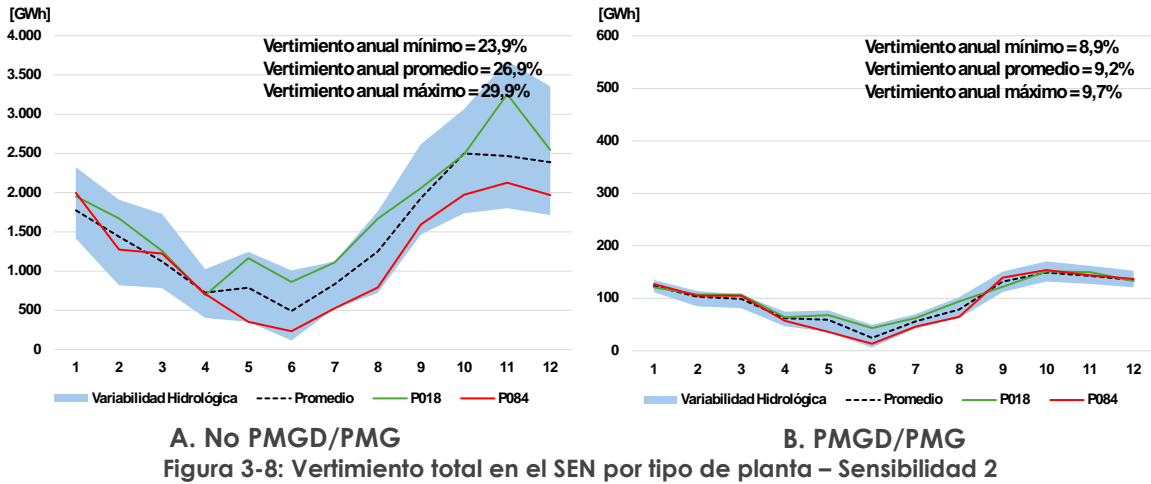


Figura 3-8: Vertimiento total en el SEN por tipo de planta – Sensibilidad 2

La Figura 3-9 y la Figura 3-10 muestran la generación (en azul), vertimiento sistémico (en naranja oscuro) y vertimiento local (en naranja claro) del sistema, considerando la metodología de repartición de vertimiento de la **Sensibilidad 2** para centrales no PMGD/PMG y PMGD/PMG, respectivamente.

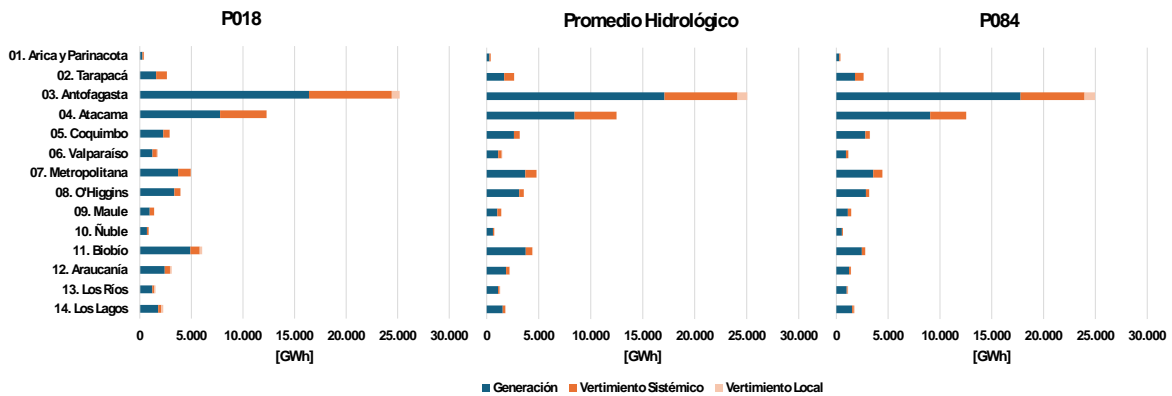


Figura 3-9: Generación y vertimiento por región (No PMGD/PMG) – Sensibilidad 2

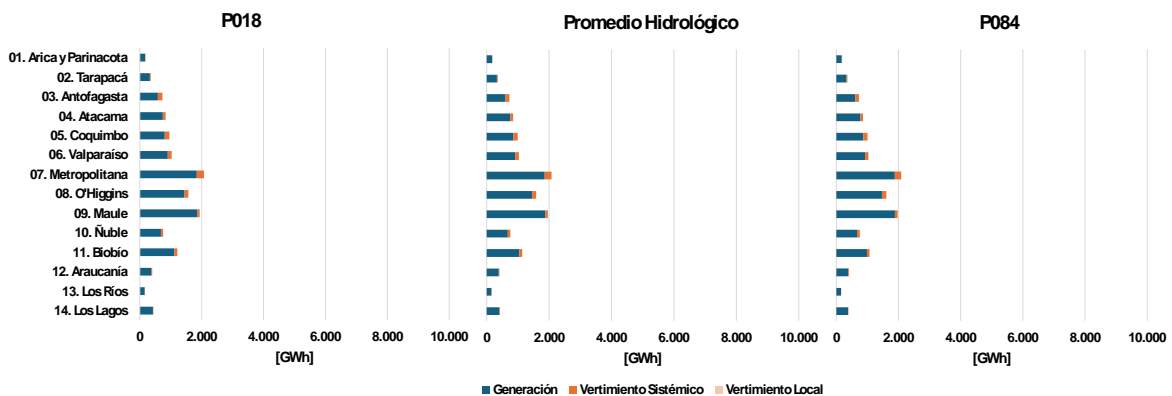


Figura 3-10: Generación y vertimiento por región (PMGD/PMG) – Sensibilidad 2

Para este caso se tiene que si bien las centrales PMGD/PMG están afectas a vertimiento, estos en promedio son menores a los registrados por las centrales No PMGD/PMG, indicando que gran parte de las centrales PMGD/PMG están ubicaciones donde la demanda es mayor a la generación conectada en la misma subestación. No obstante, esto también implica una mayor variabilidad en el nivel de vertimiento que cada PMGD/PMG percibe de forma individual.

4 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

A continuación, se presenta una comparación entre los resultados de los distintos casos presentados en la sección 3.

La Tabla 4-1 muestra el vertimiento renovable para centrales no PMGD/PMG por región administrativa para cada caso, considerando el promedio hidrológico. También se presentan las diferencias de ambas sensibilidades con respecto al Caso Base. Para este tipo de centrales se presenta una reducción del 18,8% del vertimiento total en el caso de la Sensibilidad 1 y un 6% de reducción en la Sensibilidad 2 a nivel total.

Tabla 4-1: Comparación de vertimiento (año 2026) [GWh] – No PMGD/PMG

Región	Caso Base		Sensibilidad 1		Sensibilidad 2	
	Vertimiento [GWh]	Vertimiento [GWh]	Diferencia con respecto a Caso Base [GWh]	Vertimiento [GWh]	Diferencia con respecto a Caso Base [GWh]	
01. Arica y Parinacota	111	102	-9	120	9	
02. Tarapacá	895	806	-89	944	49	
03. Antofagasta	8.063	6.945	-1.119	7.958	-105	
04. Atacama	4.110	3.456	-654	4.050	-60	
05. Coquimbo	736	492	-243	574	-162	
06. Valparaíso	432	342	-90	392	-40	
07. Metropolitana	1.359	903	-456	1.076	-283	
08. O'Higgins	489	397	-92	465	-25	
09. Maule	451	324	-127	382	-70	
10. Ñuble	170	111	-59	134	-36	
11. Biobío	858	612	-246	699	-159	
12. Araucanía	500	338	-162	388	-112	
13. Los Ríos	203	180	-23	204	1	
14. Los Lagos	452	281	-170	319	-133	
Total	18.829	15.289	-3.540	17.704	-1.125	

Con el objetivo de tener una visión del vertimiento sistémico porcentual por región, se construyó el resumen presentado en la Tabla 4-2. Esta tabla muestra el vertimiento como porcentaje del perfil teórico generable de todas las centrales con costo variable igual a cero.

Tabla 4-2: Comparación de vertimiento como porcentaje del generable (año 2026) – No PMGD/PMG

Región	Caso Base		Sensibilidad 1		Sensibilidad 2	
	Vertimiento (%)	Vertimiento (%)	Diferencia con respecto a Caso Base (%)	Vertimiento (%)	Diferencia con respecto a Caso Base (%)	
01. Arica y Parinacota	28,6%	26,3%	-2,3%	30,8%	2,2%	
02. Tarapacá	34,0%	30,6%	-3,4%	35,9%	1,9%	
03. Antofagasta	32,2%	27,7%	-4,5%	31,8%	-0,4%	
04. Atacama	32,9%	27,6%	-5,2%	32,4%	-0,5%	
05. Coquimbo	23,1%	15,4%	-7,6%	18,0%	-5,1%	
06. Valparaíso	28,8%	22,8%	-6,0%	26,1%	-2,7%	
07. Metropolitana	28,4%	18,8%	-9,5%	22,5%	-5,9%	
08. O'Higgins	13,6%	11,1%	-2,6%	12,9%	-0,7%	
09. Maule	32,0%	23,0%	-9,0%	27,1%	-5,0%	
10. Ñuble	23,3%	15,2%	-8,1%	18,3%	-5,0%	
11. Biobío	19,3%	13,7%	-5,5%	15,7%	-3,6%	
12. Araucanía	22,3%	15,1%	-7,2%	17,3%	-5,0%	
13. Los Ríos	15,6%	13,8%	-1,8%	15,7%	0,1%	
14. Los Lagos	24,4%	15,2%	-9,2%	17,2%	-7,2%	
Total	28,7%	23,3%	-5,4%	27,0%	-1,7%	

Por su parte, la Tabla 4-3 y la Tabla 4-4 muestran los mismos resultados pero para las centrales PMGD/PMG, las que tienen un incremento en todas las regiones al comenzar a participar en la asignación de vertimiento sistémico las sensibilidades 1 y 2. Como se puede esperar, el vertimiento en la Sensibilidad 1 es un 214% mayor que el de la Sensibilidad 2.

Tabla 4-3: Comparación de vertimiento (año 2026) [GWh] – PMGD/PMG

Región	Caso Base	Sensibilidad 1		Sensibilidad 2	
	Vertimiento [GWh]	Vertimiento [GWh]	Diferencia con respecto a Caso Base [GWh]	Vertimiento [GWh]	Diferencia con respecto a Caso Base [GWh]
01. Arica y Parinacota	0	54	54	7	7
02. Tarapacá	0	99	99	29	29
03. Antofagasta	0	223	223	129	129
04. Atacama	0	254	254	87	87
05. Coquimbo	8	304	296	136	129
06. Valparaíso	4	319	316	117	113
07. Metropolitana	15	624	609	221	206
08. O'Higgins	0	456	456	128	128
09. Maule	1	577	576	80	79
10. Ñuble	0	223	223	80	80
11. Biobío	10	272	262	101	90
12. Araucanía	1	81	80	22	21
13. Los Ríos	0	25	25	5	5
14. Los Lagos	0	67	67	23	23
Total	39	3.579	3.540	1.164	1.125

Tabla 4-4: Comparación de vertimiento como porcentaje del generable (año 2026) – PMGD/PMG

Región	Caso Base	Sensibilidad 1		Sensibilidad 2	
	Vertimiento (%)	Vertimiento (%)	Diferencia con respecto a Caso Base (%)	Vertimiento (%)	Diferencia con respecto a Caso Base (%)
01. Arica y Parinacota	0,0%	30,0%	30,0%	3,7%	3,7%
02. Tarapacá	0,0%	28,0%	28,0%	8,1%	8,1%
03. Antofagasta	0,0%	30,5%	30,5%	17,7%	17,7%
04. Atacama	0,0%	30,0%	30,0%	10,2%	10,2%
05. Coquimbo	0,8%	30,6%	29,8%	13,7%	12,9%
06. Valparaíso	0,3%	31,0%	30,7%	11,3%	11,0%
07. Metropolitana	0,7%	30,0%	29,3%	10,6%	9,9%
08. O'Higgins	0,0%	28,8%	28,8%	8,1%	8,1%
09. Maule	0,1%	29,4%	29,4%	4,1%	4,0%
10. Ñuble	0,0%	29,5%	29,5%	10,6%	10,5%
11. Biobío	0,9%	23,7%	22,8%	8,8%	7,9%
12. Araucanía	0,2%	19,7%	19,5%	5,5%	5,3%
13. Los Ríos	0,0%	15,6%	15,6%	3,3%	3,3%
14. Los Lagos	0,0%	15,5%	15,5%	5,3%	5,3%
Total	0,3%	28,3%	28,0%	9,2%	8,9%

5 CONCLUSIONES

Conforme a lo solicitado por GPM, se simuló la operación económica del Sistema Eléctrico Nacional con el software OSE2000, utilizando la base de datos publicada por la CNE con motivo del ITD PNCP enero 2025, y considerando como horizonte de estudio el año 2026.

El vertimiento resultante para las centrales del sistema fue repartido con tres metodologías distintas. Dado que solo se simuló el año 2026, no se incluyó un plazo de transición para las sensibilidades, aplicándose las modificaciones al mecanismo de repartición de vertimiento desde enero de dicho año.

- La **Metodología DS125 (Caso Base)**, que considera el mecanismo dispuesto actualmente en el DS125/2017.
- La **Sensibilidad 1**, que considera las modificaciones al DS125/2017 propuestas por el Ministerio de Energía en el borrador de fecha 15 de abril de 2025.
- La **Sensibilidad 2**, propuesta por GPM, que mantiene el criterio general de repartición de la Sensibilidad 1, pero solo considera en las prorratas de vertimiento a los PMGD que tienen una contribución neta de energía positiva a la red.

La Tabla 5-1 presenta un resumen con los principales resultados del estudio, considerando el promedio de todas las series hidrológicas simuladas.

Tabla 5-1: Resumen de resultados de vertimiento (año 2026) en ITD PNCP enero 2025 para las metodologías estudiadas – Promedio anual

Caso	Variable	No PMGD/PMG	PMGD/PMG
Caso Base	Vertimiento [GWh]	18.829	39
	Vertimiento (% del generable)	28,7%	0,3%
Sensibilidad 1	Vertimiento [GWh]	15.289	3.579
	Vertimiento (% del generable)	23,3%	28,3%
Sensibilidad 2	Vertimiento [GWh]	17.704	1.164
	Vertimiento (% del generable)	27,0%	9,2%

En el **Caso Base**, los vertimientos se encuentran concentrados casi exclusivamente en centrales de mayor tamaño, dado que las prorratas a los PMGD/PMG sólo consideran vertimiento por congestiones locales.

Al incorporar a los PMGD/PMG directamente en las prorratas sistémicas de vertimiento, se observa un aumento significativo del vertimiento para este tipo de unidades: el porcentaje para PMGD y PMG se eleva de **0,3%** en el Caso Base a **28,3%** en la **Sensibilidad 1** (promedio anual), ya que la mayoría de los vertimientos derivados de la simulación corresponden a eventos sistémicos. Este traspaso de vertimiento desde centrales de mayor tamaño a PMGD/PMG supone una disminución porcentual de menor magnitud para las primeras, pasando de un **28,7%** en el Caso Base a un **23,3%** en la **Sensibilidad 1** (promedio anual), porque el parque de generación está compuesto mayoritariamente por centrales que no son PMGD/PMG.

En la **Sensibilidad 2** el vertimiento asociado a PMGD y PMG aumenta en una proporción menor, pasando de **0,3%** en el Caso Base a un **9,2%** en la **Sensibilidad 2** (promedio anual). Esto pues gran parte de la generación de los PMGD se encuentra en subestaciones en que la demanda local es similar o incluso mayor a las inyecciones de las unidades conectadas en el mismo punto, lo que supone un aporte neto de energía menor al sistema. Esto redonda

en que las centrales de mayor tamaño también experimenten una diferencia menor con respecto al Caso Base, pasando de **28,7%** a un **27,0%** (promedio anual).

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 resultantes 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.

La participación de los PMGD y PMG con autodespacho en los vertimientos sistémicos ha sido motivo de debate en los últimos años. La interpretación del CEN del Artículo 45° del DS125/2017 vigente excluye a los PMGD y PMGs con autodespacho de participar en prorratas de vertimiento renovable sistémico, lo que fue ratificado por el Coordinador en julio de 2023 mediante la publicación de la versión definitiva del procedimiento interno denominado "*Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable*". Esta exclusión fue impugnada por algunas empresas generadoras, que presentaron una discrepancia ante el Panel de Expertos. Sin embargo, el Panel, mediante su Dictamen N° 45 del año 2023, ratificó que los criterios definidos en el procedimiento del Coordinador se ajustaban a la normativa vigente.

Desde una perspectiva de equidad, algunos actores del mercado han planteado que no distribuir el vertimiento renovable entre todas las centrales del sistema con el mismo costo variable de operación no cumple con el criterio de neutralidad tecnológica implícito en la regulación del mercado eléctrico chileno. En este sentido, sería deseable avanzar hacia la implementación de un mecanismo que permita una distribución proporcional de los vertimientos entre todos los generadores del sistema.

Sin embargo, esto es una modificación relevante respecto de las condiciones que tuvieron a la vista los desarrolladores de PMGDs y PMGs con autodespacho a la hora de tomar decisiones de inversión. Hasta ahora la regulación excluye a estas unidades de los vertimientos sistémicos, lo que como se indicó anteriormente ha sido aplicado por el Coordinador y validado por el Panel de Expertos, siendo este el contexto en que todos los PMGDs y PMGs en operación y construcción a la fecha fueron desarrollados. Como se aprecia en los resultados, incluir directamente a todos los PMGDs y PMGs en la repartición de vertimiento sistémico (Sensibilidad 1) significaría una merma importante en sus inyecciones a la red, y consecuentemente en los ingresos, lo que tendrá efectos adversos en los flujos de caja y eventualmente sobre su estabilidad financiera. En este sentido, la aplicación de un mecanismo que atenúe el impacto sobre los PMGDs y PMGs con autodespacho, ya sea de forma temporal o permanente, podría ayudar a conciliar las necesidades sistémicas con las perspectivas individuales de cada desarrollador (Sensibilidad 2).

La Tabla 5-2 muestra un resumen comparado de ambas sensibilidades, bajo ciertos criterios que recogen su impacto tanto desde una perspectiva sistémica como para el segmento de PMGDs/PMGs en particular.

Tabla 5-2: Comparación de principales aspectos de cada sensibilidad desde el punto de vista de mercado eléctrico

Aspecto	Sensibilidad 1 (Propuesta Ministerio)	Sensibilidad 2 (Propuesta GPM)
Impacto en costo de operación sistémico	Igual a la metodología vigente (una zona afectada por vertimiento renovable tiene costo marginal cero, por lo que cualquier variable valorizada tendrá valor nulo).	Igual a la metodología vigente (una zona afectada por vertimiento renovable tiene costo marginal cero, por lo que cualquier variable valorizada tendrá valor nulo).
Alcance	Reducción de generación aplica a todos los PMG y PMGD en la zona afectada.	Reducción de generación aplica a todos los PMG en la zona afectada, pero solo a los PMGD conectados en subestaciones con excedentes netos de energía.
Neutralidad tecnológica	Sí.	Parcial.
Efecto económico individual	Efecto importante en inyecciones de PMGDs y PMGs renovables con autodespacho, lo que implicaría una reducción de igual medida en los ingresos. Eventual afectación a la viabilidad financiera de algunos PMGDs/PMGs.	Impacto más acotado en promedio en las inyecciones de PMGDs y PMGs renovables con autodespacho, aunque efecto particular depende del nivel de demanda en la subestación de conexión de cada unidad (algunas podrían experimentar incluso mayor vertimiento que en la Sensibilidad 1). Se daría mayor margen a los propietarios de PMGDs/PMGs para manejar las menores perspectivas de ingresos, especialmente a empresas que tengan portafolios diversificados geográficamente.
Efecto económico en clientes finales	Reducción material de compensaciones a PMGDs y PMGs bajo régimen de precio estabilizado (DS244).	Reducción más acotada de compensaciones a PMGDs y PMGs bajo régimen de precio estabilizado (DS244).
Requisitos técnicos para implementación	Se precisa de visibilidad y control de todos los PMGDs y PMGs a lo largo del sistema, lo que requiere de inversiones en equipamiento adicional y adecuación de las plataformas existentes. No se ha presentado un catastro oficial del número de PMGDs/PMGs que deberían realizar estos ajustes; si finalmente corresponde a todo el universo de PMGDs y PMGs en	Se precisa de visibilidad y control de todos los PMGs a lo largo del sistema, pero solo de los PMGDs que estén conectados en subestaciones en que los flujos de potencia sean hacia la red. La cantidad de unidades a adecuar es menor a la Sensibilidad 1, no obstante es necesario definir los criterios que se considerarían para que una central califique en esta

Aspecto	Sensibilidad 1 (Propuesta Ministerio)	Sensibilidad 2 (Propuesta GPM)
	<p>operación (~830 centrales) y en construcción (~230 centrales), no es claro que existan proveedores de equipamiento y servicios anexos que tengan disponibilidad para ejecutar estas modificaciones en el plazo actualmente definido en el Artículo Primero Transitorio del DS125 modificado (18 meses).</p> <p>El Artículo Tercero Transitorio da un plazo máximo mayor para la implementación de prorratas a PMGDs y PMGs con autodespacho (24 meses), por lo que las modificaciones propuestas por el Ministerio de Energía consideran el requerimiento de equipamiento de control y monitoreo como un requisito temporalmente anterior.</p>	<p>categoría ya que la reversión de flujos puede ser dinámica, según estacionalidad de generación y/o demanda, indisponibilidades, traspaso de carga/alimentadores, entre otros. Con ello se puede tener una referencia concreta del número de centrales mínimo que se requeriría adaptar. Con todo, la implementación práctica debiese ser más rápida que la Sensibilidad 1 por el solo hecho de que el número de activos involucrados es menor.</p>
Señal de localización	No.	<p>Refuerza las disposiciones incluidas en la Ley en Materia de Transmisión Eléctrica (Ley 21.721 publicada en diciembre de 2024), en el sentido de que nuevos desarrollos de PMGDs debiesen privilegiar subestaciones donde exista mayor demanda que generación local, para así limitar el vertimiento al que estarían expuestos.</p>

ANEXO A Detalle plan de obras de generación

Tabla A-1: Detalle plan de obras de generación ITD PNCP enero 2025 (1 de 4) – Años 2025-2026

Nombre central OSE2000 CNE	Tecnología	Capacidad instalada MW	Punto de conexión	Fecha puesta en servicio OSE2000 CNE	Fecha puesta en servicio figura	Categoría	Nombre RE642 / Comentario
Trupán	Pasada	20	Trupán 154	dic-20	ene-25	No PMGD/PMG	Trupán
EL_CRUCE_EO	Eólica	2,9	Aihuapi 023	jun-21	ene-25	PMGD/PMG	PE El Cruce
OCHS_EO	Eólica	2,9	Pichil 023	jul-21	ene-25	PMGD/PMG	PE OCHS
HOLLIV_DIE	Diésel	0,8	Vitacura 012	nov-21	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Holliv
JACARANDA_FV	Solar	3	Combarbalá 13.2	nov-21	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Jacaranda
TECHOS_SOLARES_WATTS_FV	Solar	0,9	Panamericana 012	nov-21	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Techos Solares Watts
CANCURA_II_FV	Solar	2,8	Imperial 023	dic-21	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Cancura II Solar
EXQUELUI_FERNANDEZ_DIE	Diésel	0,5	Macul 012	mar-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Exequiel Fernández
CKANI_EO	Eólica	107,2	El Abra 220	may-22	ene-25	No PMGD/PMG	Parque Eólico Chkúri (ex Parque Eólico Ckani)
DOÑA_VICTORIA_FV	Solar	2,8	Victoria 13.2	may-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Doña Victoria
NANCO_FV	Solar	2,8	Victoria 13.2	may-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Nanco
PARQUE_BARRANCON_FV	Solar	9	San Bernardo 012	may-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Barrancon
QUILLEN_I_FV	Solar	2,8	Lautaro 13.2	may-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Quillén I
DREAMS_VALDIVIA_II	Diésel	1,6	Picarte 024	jul-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Dreams Valdivia II
TUTUVEN_FV	Solar	9	Cauquenes 13.2	ago-22	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Tutuven
ORILLA_DEL_MAULE_FV	Solar	6	La Palma 13.2	nov-22	ene-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Orilla del Maule
PFV_QUILLECO_FV	Solar	2,7	Rucue 220	nov-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque FV Quilleco
DON_GERARDO_FV	Solar	2,8	Deuco 13.2	dic-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV don Gerardo
PARQUE_PVP_LA_ROSA_AMP_FV	Solar	0,7	San Vicente TT 015	dic-22	ene-25	PMGD/PMG	PMGD PVP La Rosa (Ampliación)
SAN_BERNARDO_FV	Solar	9	Monterrico 066	dic-22	ene-25	PMGD/PMG	PMG San Bernardo
LOS_HUERTOS_FV	Solar	9	El Manzano 023	ene-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Los Huertos
SAN_YOLANDO_FV	Solar	9	Chacahuin 13.2	ene-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD San Yolando
VACCARO_FV	Solar	9	Talca 2 015	ene-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Vaccaro
CAMAN_ETAPA_I_EO	Eólica	145,7	Cerro de Huichahue 220	feb-23	ene-25	No PMGD/PMG	Parque Eólico Caman - Etapa 1
Chocalan 1	Diésel	3	Chocalan 13.2	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	Chocalan 1
PANGUI_FV	Solar	9	Calama 023	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Panguí
PARQUE_ALSOL_FV	Solar	9	El Manzano 023	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Alsol
PARQUE_KALI_FV	Solar	2,7	Yerbas Buenas 13.2	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Kali
PARQUE_TARA_FV	Solar	6	Mallico 012	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Tara
VILLA_FV	Solar	6	La Manga 13.2	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Villa
WATTS_LONQUEN_FV	Solar	0,9	Las Acacias 023	feb-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Watt's Lonquén
LOTHAR_I_FV	Solar	3	San Pedro 012	mar-23	ene-25	PMGD/PMG	Lothar I
MORAGA_CH	Pasada	11,6	El Avellano 023	mar-23	ene-25	PMGD/PMG	Central Hidroeléctrica Moraga
PARQUE_MARGARITA_FV	Solar	3,9	Las Cibras 015	mar-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Margarita
PARQUE_SANTA_MARTA_FV	Solar	5,8	Santa Marta 023	mar-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Santa Marta
PARQUE_SANTA_MARTITA_FV	Solar	2,7	Curico 13.2 A	mar-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Santa Martita
SIRIMAVO_FV	Solar	3	Monte Patria 13.2	mar-23	ene-25	PMGD/PMG	Sirimavo
BUENAVENTURA_FV	Solar	9	Lagunas 023	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Buena Ventura (Ex Planta Fotovoltaica Condor)
CE_RIO_MAULE_FV	Solar	9	La Palma 13.2	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD CE Rio Maule
EL_NANDU_FV	Solar	3	H. Fuentes 023	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	PFV El Nandú
HEFESTO_SOLAR_FV	Solar	9	Lo Miranda 015	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	Hefesto Solar
PARQUE_NUMPAY_FV	Solar	9	Piduco 015	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Numpay
QUEBRADA_DEL_SOL_01_FV	Solar	2,8	San Rafael 015	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	Quebrada del Sol
RARI_SOLAR_FV	Solar	7,7	Panimavida 13.8	abr-23	ene-25	PMGD/PMG	Rari Solar
CALDERAZA_FV	Solar	9	Caldera 023	may-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Calderaza
CHICUREO_SOLAR_FV	Solar	9	Chicureo 023	may-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Chicureo Solar
COIHUE_FV	Solar	9	Parral 13.8	may-23	ene-25	PMGD/PMG	Coihue
DOLORES_FV	Solar	9	Dolores 023	may-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Dolores
LLN_FV	Solar	9	Curico 13.2 B	may-23	ene-25	PMGD/PMG	LLN
MIRACEA_FV	Solar	9	Paso Hondo 13.2	may-23	ene-25	PMGD/PMG	Miracea
SAND_SOLAR_FV	Solar	9	Melipilla 13.2	may-23	ene-25	PMGD/PMG	Sand Solar
TEPU_FV	Solar	6	San Gregorio 13.8	may-23	ene-25	PMGD/PMG	Tepu
VILLA_LONGAVI_FV	Solar	9	Tap Longavi 13.2	may-23	ene-25	PMGD/PMG	PMG Villa Longavi
AMPLIACION_MONTE_FV	Solar	6	El Monte 13.2	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	Ampliación Monte
CHILLAN_HUAMBALI_HIPER_FV	Solar	3	Chillan 015	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	Chillán Huambali Hiper
FRANGEL_FV	Solar	9	Parral 13.8	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	Frangel
MICHILLA_FV	Solar	9	El Linco 023	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Michilla
PARQUE_ROQUE_FV	Solar	9	Santa Marta 023	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Roque
PFV_ALCAZAR_FV	Solar	9	Los Angeles 82 015	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Alcazar
PL_SALAMANCA_FV	Solar	9	Talca 2 015	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Salamanca
PVP_CHINCHORRO_FV	Solar	9	Quilán 13.8	jun-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD PVP Chinchorro
ALPHA_FV	Solar	0,8	Mandinga 13.2	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Solar Alpha
CE_CANTERAS_FV	Solar	9	Manso de Velasco 015	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	CE Canteras
CKONTOR_FV	Solar	9	Mantos Blancos 023	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Ckontor
PF_EL_MANZANO_FV	Solar	9	El Manzano 023	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica El Manzano
SAN_JOSE_CH	Pasada	1,6	El Avellano 023	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	Central Hidroeléctrica San José
SANTA_BARBARA_FV	Solar	9	Hualte 066	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	PMG Santa Barbara
TARWI_FV	Solar	9	Curico 13.2 A	jul-23	ene-25	PMGD/PMG	Tarwi
AMANCAY_FV	Solar	9	Teno 13.2	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	Amancay
CODORNIZ_FV	Solar	3	Licanten 13.2	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Codorniz
EL_COLIBRI_FV	Solar	9	Los Tilos 13.8	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	PFV El Colibrí
LARQUI_SOLAR_FV	Solar	9	Larqui 023	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	Larqui Solar
MANO_SOLAR_FV	Solar	3	Monte Patria 13.2	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	Mano Solar
MOMO_SOLAR_FV	Solar	3	Monte Patria 023	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	Momo Solar
QUILIPILAN_FV	Solar	2,9	La Ronda 015	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Quilipilán
SOLFERRINO_SOLAR_FV	Solar	9	Tamanagal 023	ago-23	ene-25	PMGD/PMG	Solferrino Solar
CONCORDE_FV	Solar	6	El Salado 023	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Concorde (Ex Salar Dos)
CONDOR_LAS_MINILLAS_II_FV	Solar	3	San Felipe 012	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Cóndor Las Minillas II
ESPEJO_FV	Solar	9	Lo Boza 023	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Espejo
ESTELAR_ETAPA_1_FV	Solar	3	Los Sauces 023	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Solar Estelar Etapa 1
LEN_FV	Solar	9	Curico 13.2 A	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	LEN
LOS_LIRIOS_DE_CHUMAQUITO_FV	Solar	8,5	Chumaquito 015	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Los Lirios de Chumaquito
PS_PEQUEN_FV	Solar	6,1	Cholguan STS 023	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Solar Pequeño
PVP_SAN_ISIDRO_FV	Solar	9	San Pedro 012	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque PVP San Isidro
TES_SOLAR_FV	Solar	2,6	Tres Esquinas 13.8	sept-23	ene-25	PMGD/PMG	Tes Solar
ARENISCA_FV	Solar	3	Tamarugal 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Arenisca
CHILLAN_VICENTE_MENDEZ_FV	Solar	3	Santa Elvira 015	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Chillán Vicente Méndez
CHUNGUNGO_SOLAR_FV	Solar	9	La Negra 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Chungungo Solar
EA_SF_EL_CANELO_3_FV	Solar	3	San Clemente Transnet 13.2	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD EA SF El Canelo_3
FUNDO_SAN_ISIDRO_FV	Solar	9	Vicuña 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Fundo San Isidro
GABARDO_AMP_FV	Solar	6	Fatima 015 B	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Gabardo Ampliación
LA_COTORRA_FV	Solar	3	Parral 13.8	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	PFV La Cotorra
LAS_GARZAS_FV	Solar	3	La Ronda 015	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	PFV Las Garzas
LAS_PENITAS_FV	Solar	9	La Calera 012	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Las Penitas
MONTENEGRO_SOLAR_FV	Solar	9	Runque 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Montenegro Solar
PVP_SANTA_REBECA_FV	Solar	8,9	Mallico 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Parque PVP Santa Rebeca
QUILVO_FV	Solar	9	Rauquén 13.2	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Quilvo
SAN_LUIS_CH	Pasada	1,9	El Avellano 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	Central Hidroeléctrica San Luis
VILEDOS_FV	Solar	6	Lo Boza 023	oct-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Viledos
Total		844,3					

Tabla A-2: Detalle plan de obras de generación ITD PNCP enero 2025 (2 de 4) – Años 2025-2026

Nombre central OSE2000 CNE	Tecnología	Capacidad instalada MW	Punto de conexión	Fecha puesta en servicio OSE2000 CNE	Fecha puesta en servicio figura	Categoría	Nombre RE64 / Comentario
BALLOTA_FV	Solar	6	Tap Longavi 13.2	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Ballota
CAUCHE_FV	Solar	9	Encuentro 220	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	PMG Caliche
LAS_SALINAS_Fase4_FV	Solar	93,5	Centinela 220	nov-23	ene-25	No PMGD/PMG	Las Salinas -Etap 4
LOS_PLUMEROS_FV	Solar	3	Curico 13.2 B	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	Los Plumeros
MARGARITA_SOLAR_FV	Solar	9	Hospital 015	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	Margarita Solar
MAUCO_II_FV	Solar	3	San Felipe 012	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Mauco II
PFV_CALEU_FV	Solar	9	Cristalerías Chile 110	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Caleu
RAMIREZ_VERANO_SOLAR_FV	Solar	3	Ovalle 023	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	Ramirez del Verano Solar
WARAIRA_FV	Solar	2,8	Portezuelo 023	nov-23	ene-25	PMGD/PMG	Waraira
DOS_VALLES_2_AMP	Pasada	4,5	La Higuera 220	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Ampliación Central Hidroeléctrica Dos Valles (4,5 MW)
FONTANA_DEL_VERANO_FV	Solar	3	San Fernando 015	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Fontana del Verano Solar
IMPERIAL_SOLAR_FV	Solar	9	Imperial 023	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Imperial Solar
LA_SIERRA_FV	Solar	9	El Tesoro 023	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	La Sierra (Ex PMG El Tesoro)
LAS_SALINAS_Fase5_FV	Solar	30,1	Centinela 220	dic-23	ene-25	No PMGD/PMG	Las Salinas -Etap 5
LOS_MORROS_1_FV	Solar	1	San Bernardo 012	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Central Los Morros 1
MAULE_X_FV	Solar	9	Talca 1 015	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Maule X
MIRADOR_FV	Solar	6	Travesía 110	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Mirador
MONTAÑA_FV	Solar	9	Batucó 023	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Parque Sg Inés - Montaña
PICHIDANGUI_FV	Solar	9	Queroo 023	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Solar Fotovoltaica Pichidangui
POROTA_SOLAR_FV	Solar	6	Con Con 012	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Porota Solar
VIOLETA_SOLAR_FV	Solar	9	Lautaro 023	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Violeta Solar
YELLOWSTONE_ETAPA_1_FV	Solar	3,5	Marchigue 13.2	dic-23	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Yellowstone – Etapa 1
CERRO_COLORADO_FV	Solar	3	El Avellano 023	ene-24	ene-25	PMGD/PMG	Cerro Colorado
DRUX_II_FV	Solar	9	Curico 13.2 A	ene-24	ene-25	PMGD/PMG	Drux II
ITAHUE_FV	Solar	9	Itahue 066	ene-24	ene-25	PMGD/PMG	PMG Itahue
LA_ROSA_DE_SHARON_FV	Solar	6	Curacavi 012	ene-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico La Rosa de Sharon
SIERRA_SOLEADA_FV	Solar	9	Diego de Almagro 023	ene-24	ene-25	PMGD/PMG	Proyecto Fotovoltaico Modificación Sierra Soleada
ATACALCO_1_FV	Solar	3	Recinto 023	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Atacalco 1
ESMERALDA_6_FV	Solar	6	Cholguan STS 023	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Esmeralda 6
LINARES_SAN_ANTONIO_FV	Solar	2,9	Chachahuin 13.2	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Linares San Antonio
LO_CONTY_FV	Solar	8,2	Cachapoal 015	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Lo Conty
MALLOA_SUNLIGHT_FV	Solar	9	Pelequen 015	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Malloa Sunlight
QUEBRADA_DEL_SOL_FV	Solar	7,6	Mantos Blancos 023	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Quebrada del Sol
SAN_FRANCISCO_FV	Solar	9	Plantas 13.8	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD San Francisco
TARUCA_FV	Solar	9	Pukara 13.8	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Taruca (Ex Azapa Norte)
TOPACIO_FV	Solar	3	Cholguan STS 023	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Topacio
ZATURNO_FV	Solar	9	Capricornio 110	feb-24	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Zaturno
AGGREGO_RM_QUILICURA_DIE	Diesel	3	Chacabuco 023	mar-24	ene-25	PMGD/PMG	Aggreko RM Quilicura 14.2
LOS_TOLIDOS_FV	Solar	3	Los Sauces 023	mar-24	ene-25	PMGD/PMG	Los Toldos
SANTA_EUGENIA_FV	Solar	2,9	Angol 023	mar-24	ene-25	PMGD/PMG	Santa Eugenia
VALLE_ALEGRE_FV	Solar	2,8	Quintero 012	mar-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Valle Alegre
VICHUQUEN_SANTA_ELENA_FV	Solar	9	Licantén 023	mar-24	ene-25	PMGD/PMG	Vichuquén Santa Elena
YELLOWSTONE_ETAPA_2_FV	Solar	3,5	Marchigue 13.2	mar-24	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Yellowstone – Etapa 2
EL_ARAUCAÑO_FV	Solar	2,5	Negrete 023	abr-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD El Araucano
LAS_TABLAS_FV	Solar	9	Huasco 13.2	abr-24	ene-25	PMGD/PMG	Las Tablas
PMGD_ANDÉS_1_GN	Gas	3	Batucó 023	abr-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Andes 1
ARREBOL_FV	Solar	9	Lagunas 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	Arrebol
CHILCA_SOLAR_FV	Solar	3	Los Tambores 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	Chilca Solar
DON_RENATO_FV	Solar	2,9	Cabildo 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	Don Renato
EL_RACO_FV	Solar	2,9	Los Angeles_SIC2 012	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV El Raco
ESTANCILLA_FV	Solar	2,9	Marbella 13.2	may-24	ene-25	PMGD/PMG	Estancilla
GENERACION_SOLAR_BESS	Almacenamiento	60,5	Maria Elena 220	may-24	ene-25	No PMGD/PMG	BESS de Generación Solar SpA
IGS_FV	Solar	3	Negrete 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	IGS Solar
MULCHEN_SANTA_BARBARA_1_FV	Solar	9	Picollun 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	Mulchén Santa Bárbara 1
PERLA_DEL_NORTE_FV	Solar	9	El Negro 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD La Perla del Norte
PMGD_UNIFRUTTI TENO_FV	Solar	0,9	Tap Quinta 13.8	may-24	ene-25	PMGD/PMG	Unifrutti Tenó 1
PSF_CAIMANES_FV	Solar	9	Los Vilos 220	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PSF Caimanes
PV_FITO_3_FV	Solar	3	H. Fuentes 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PV Fito 3
SALAMANCA_FV	Solar	2,9	Salamanca 023	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD FV Salamanca
SAN_MARCOS_FV	Solar	2,9	Parinacota 220	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PMG San Marcos
SAN_MARCOS_FV_BESS	Almacenamiento	1	Parinacota 220	may-24	ene-25	PMGD/PMG	PMG San Marcos
EL_CARMELO_FV	Solar	9	Pozo Almonte 023	jun-24	ene-25	PMGD/PMG	El Carmelo (Ex Carmesí)
LOS_PETALOS_FV	Solar	9	Mariscal 012	jun-24	ene-25	PMGD/PMG	Planta Solar Los Pétalos
MAYOR_POWER_DIE	Diesel	3	Buín CGE B 015	jun-24	ene-25	PMGD/PMG	Mayor Power
Nuble	Pasada	136	San Fabián 220	jun-24	ene-25	No PMGD/PMG	Nuble
ORTEGA_NEGRETE_FV	Solar	2,6	Negrete 023	jun-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Solar FV Ortega Negrete
PAIHUEN_FV	Solar	9	El Peñón 13.2	jun-24	ene-25	PMGD/PMG	Paihuén
PORTEZUELO_A_FV	Solar	3	La Esperanza 13.2	jun-24	ene-25	PMGD/PMG	Portezuelo A
BELLOTO_B_XXVII_FV	Solar	2,7	Curico 13.2 A	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	Belloto B XXVII
CAUQUENES_II_FV	Solar	9	Cauquenes 13.2	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	PMG Parque Fotovoltaico Cauquenes
DONA_CARMEN_RM_FV	Solar	9	Santa Marta 023	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	PMG Parque Doña Carmen RM
EL_TRIUNFO_FV	Solar	9	San Rafael 012	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	El Triunfo
LAS_SALINAS_Fase6_FV	Solar	24,2	Centinela 220	jul-24	ene-25	No PMGD/PMG	Las Salinas -Etap 6
LEBU_NORTE_EO	Eólica	9	Curanilahue 023	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Eólico Lebu Norte
PMGD_Tres_Aguas	Pasada	9	Santa Barbara 13.2	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Tres Aguas
PMGD_CH1_BUTALCURA_EO	Eólica	9	Degañ 024	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	CH1 Butalcura
PMGD_CH2_BUTALCURA_EO	Eólica	9	Degañ 024	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD CH2 Butalcura
PMGD_LAS_MERCEDES_1_DIE	Diesel	2,9	Placilla SIC2 012	jul-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Las Mercedes 01
TAMARICO_FV	Solar	144,7	Caserones 220	jul-24	ene-25	No PMGD/PMG	Parque Solar Fotovoltaico Tamarico
TOCOPILLA_FV	Solar	200,3	Maria Elena 220	jul-24	ene-25	No PMGD/PMG	Planta FV Tocopilla
ALGARROBO_V_FV	Solar	3	Rauquén 13.2	ago-24	ene-25	PMGD/PMG	Algarrobo V
SAN_VICENTE_TT_P1_FV	Solar	9	San Vicente TT 015	ago-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Solar San Vicente TT P1
CE_MACHALI_FV	Solar	9	Machali 015	sept-24	ene-25	No PMGD/PMG	PMGD CE Machali
CENIZAS_AMP_DIE	Diesel	9	Cardones 110	sept-24	ene-25	PMGD/PMG	Central Eléctrica Cenizas
DIEGO_DE_ALMAGRO_PMGD_FV	Solar	9	Diego de Almagro 023	sept-24	ene-25	PMGD/PMG	Proyecto Fotovoltaico Diego de Almagro
EL_GUINDAL_FV	Solar	8,1	Machali 015	sept-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD El Guindal
LEYDA_FV	Solar	80	Leyda 110	sept-24	ene-25	No PMGD/PMG	PFV Leyda
LIBERTAD_II_FV	Solar	122	Agrosuper 220	sept-24	ene-25	No PMGD/PMG	Libertad II
LIBERTAD_III_FV	Solar	122	Agrosuper 220	sept-24	ene-25	No PMGD/PMG	Libertad III
LUCUMO_FV	Solar	3	Linares Norte 13.8	sept-24	ene-25	PMGD/PMG	Lúcumo
PMGD_AMP_LAS_FLORES_HP	Pasada	2,1	Pichirropulli 023	sept-24	ene-25	PMGD/PMG	Nueva Ampliación PMGD Las Flores
SAN_SERAPIO_FV	Solar	9	Talca 1 13.8	sept-24	ene-25	PMGD/PMG	San Serapio
DESIERTO_DE_ATACAMA_FV	Solar	270	Algarrobal 220	oct-24	ene-25	No PMGD/PMG	Central Desierto de Atacama (DDA)
LAS_HORTEIASIAS_FV	Solar	3	Tap San Rafael CGE 13.2	oct-24	ene-25	PMGD/PMG	Las Hortencias
SANTA_ELENA_FV	Solar	9	Cachapoal 015	oct-24	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Santa Elena
ALICANTO_BESS	Almacenamiento	1,2	Diego de Almagro 220	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	BESS Alicante
AMPLIACION_TENO_GAS	Diesel	10	Aguas Negras 066	nov-24	ene-25	No PMGD/PMG	Ampliación Central Gas Tenó 10 MW
CANQUEN_FV	Solar	3	Los Angeles 81 015	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	Canquén
CIPRES_II_FV	Solar	9	Cholguan STS 13.8	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	Ciprés
Total		1807,3					

Tabla A-3: Detalle plan de obras de generación ITD PNCP enero 2025 (3 de 4) – Años 2025-2026

Nombre central OSE2000 CNE	Tecnología	Capacidad instalada MW	Punto de conexión	Fecha puesta en servicio OSE2000 CNE	Fecha puesta en servicio figura	Categoría	Nombre REG42 / Comentario
GUINDO_SANTO_FV	Solar	9	Cholguan STS 13.8	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	Guindo Santo
LLANCAY_FV	Solar	9	El Peumo 023	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	PMG Llançay
LOS_OLMOS_AMP_EO	Eólica	10	Los Olmos 220	nov-24	ene-25	No PMGD/PMG	Los Olmos (capacidad adicional 10 MW)
PEUMO_FV	Solar	9	Cholguan STS 13.8	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	Peumo
PMGD_COLACO PARGUA_DIE	Diésel	3	Colaco 023	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Diésel Colaco Pargua
PMGD_LOS MORROS I AMP_FV	Solar	1,7	San Bernardo 012	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Los Morros I Ampliacion
RAULI_FV	Solar	9	Cholguan STS 13.8	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	Rauli
SANTA_INES_SUNRAY_FV	Solar	9	Malloa 015	nov-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Santa Ines Sunray
TAMAYA_BESS	Almacenamiento	68,2	Tamaya 110	nov-24	ene-25	No PMGD/PMG	BESS Tamaya
AGUAS_CLARAS_FV	Solar	9	Lo Boza 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Planta Solar Aguas Claras
ARTEMISA_SOLAR_FV	Solar	3	San Francisco de Mostazaal 015	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Artemisa Solar
BOX BI_FV	Solar	3	Cauquenes 13.2	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Box Bi
CAPRICORNIO_BESS	Almacenamiento	48	Capricornio 110	dic-24	ene-25	No PMGD/PMG	BESS Capricornio
CAUCE_FV	Solar	9	Calama 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Cauce
CENTRAL DESIERTO DE ATACAMA_BESS	Almacenamiento	110	Algarrobal 220	dic-24	ene-25	No PMGD/PMG	Sistema de Almacenamiento Central Desierto de Atacama
CHILLAN_CONFLUENCIA_FV	Solar	3	Santa Elisa 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Chillán Confluencia 3
CONDOR_LA_LIGUA_II_FV	Solar	6	Quinquimo 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Cóndor La Ligua II
DOÑA LUZMA_DIE	Diésel	40	Alcones 066	dic-24	ene-25	No PMGD/PMG	Doña Luzma
EA_SF ALHUE_FV	Solar	3	Alhue 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	EA SF Alhue
EL_PARRA_SOLAR_FV	Solar	9	Tuniche 015	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	PMGD El Parral Solar
ELVIRA_7_FV	Solar	5	Santa Elvira 015	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Casa de Lata (Ex PMGD Elvira 7)
ELVIRA_7B_FV	Solar	4	Santa Elvira 015	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Elvira (Ex PMGD Elvira 7b)
FENIX_FV	Solar	9	Lo Aguirre 012	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Fénix
FOTOVOLTAICA_ESMERALDA_FV	Solar	3	Parral 13.8	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Fotovoltaica Esmeralda
LA_QUINTRALA_FV	Solar	0,9	Isla de Maipo 012	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	PV La Quintrala
LAS_GAVIOTAS_FV	Solar	3	San Joaquín CGT 13.2	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	PV Las Gaviotas
LINCE_FV	Solar	9	La Negra 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Lince
PIRINCHO_SOLAR_FV	Solar	3	Hospital 015	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Pirincho Solar
PMGD_CERRILLOS_FV	Solar	9	El Peñon 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Cerrillos
PMGD_LA VINA_FV	Solar	3	Quinta de Tilcocco 015	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	La Viña
PMGD_LAS TACAS II_FV	Solar	3	El Peñon 023	dic-24	ene-25	PMGD/PMG	Las Tacas II
SOL_DE VALLENAR_FV	Solar	100	Algarrobal 220	dic-24	ene-25	No PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Sol de ValLENAR
CERES_FV	Solar	9	San Antonio 012	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Ceres Solar
DEL_DESIERTO_BESS	Almacenamiento	200	Maria Elena 220	ene-25	ene-25	No PMGD/PMG	BESS del Desierto
DON TITO_HP	Pasada	3	Dalcahue 023	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Don Tito
ENCINA_III_FV	Solar	6	Tap Quinta 13.8	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Encina III
LOS_CORRALES_DEL_VERANO_FV	Solar	9	Malloco 012	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Los Corrales del Verano
PERSEFONE_SOLAR_FV	Solar	9	Salamanca 023	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	PMGD Persefone Solar
PMGD_GAW_EO	Eólica	3	Pichli 023	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Parque Eólico Gaw
QUILLAGUA_95_BESS	Almacenamiento	95	PEQ 220	ene-25	ene-25	No PMGD/PMG	Quillagua BESS 95MW
SAN_MATIAS_E2_EO	Eólica	4,3	Santa Clara 220	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Parque Eólico San Matías Etapa 2
TOLEDO_DOS_FV	Solar	9	Copiapo 13.8	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	PV Chamonte Solar (Ex PMGD Toledo Dos)
TRAVESIA_FV	Solar	9	Travesia 110	ene-25	ene-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Travesia
COLLANCO_P2_FV	Solar	9	Constitucion 023	feb-25	feb-25	PMGD/PMG	Collanco P2
PARQUE_TACNA_FV	Solar	9	Quiñi 13.8	feb-25	feb-25	PMGD/PMG	PMGD Parque Tacna
PMGD_CUARTO MENGUANTE_FV	Solar	9	Los Canelos 13.2	feb-25	feb-25	PMGD/PMG	PMGD Cuarto Menguante
AMANECER_FV	Solar	7	El Tesoro 023	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	Amanecer
AURORA_SOLAR_FV	Solar	187	Lagunas 220	mar-25	mar-25	No PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Aurora Solar
DINAMO_FV	Solar	2,9	Bollenar 13.2	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	Dinamo
EL MEMBRILLAR_FV	Solar	9	Cachapoal 015	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	Planta Solar El Membrillar
FALCON_FV	Solar	2,9	Bollenar 13.2	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	PMGD FV Falcón
LIRIO_SOLAR_FV	Solar	9	San Antonio 023	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	PMGD Lirio Solar
LUZ DEL NORTE_BESS	Almacenamiento	141	Carrera Pinto 220	mar-25	mar-25	No PMGD/PMG	BESS Luz del Norte
PMGD_LAS GUINDILLAS_FV	Solar	9	Cochigué 015	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	Nueva Central Solar Fotovoltaica Las Guindillas
RANGUIL_NORTE_RSN_FV	Solar	2,9	Ranguil 13.2	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	Ranguil Solar Norte - RSN
SAN_RAMON_FV	Solar	9	Fatima 015 B	mar-25	mar-25	PMGD/PMG	PMGD San Ramón
ANGOL_SOLAR_L_FV	Solar	2,9	Angol 13.2	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Angol Solar I
CH DON EUGENIO_HP	Pasada	2,95	La Higuera 220	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Central Hidroeléctrica Don Eugenio
LA BRUJULA_FV	Solar	2,9	Alhue 023	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	La Brujula
LAS NIEVES	Pasada	6,5	Melipeuco 110	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Las Nieves
MILLAHUE_FV	Solar	9	San Javier 023	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Millahue
PARRONAL_II_FV	Solar	9	Nahuelbuta 13.2	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Parronal II
PFV GABRIELA_FV	Solar	220	Gaby 220	abr-25	abr-25	No PMGD/PMG	PFV Gabriela + BESS
PFV_GABRIELA_BESS	Almacenamiento	220	Gaby 220	abr-25	abr-25	No PMGD/PMG	PFV Gabriela + BESS
PMGD_LA COSECHA_FV	Solar	9	Tap San Carlos 13.2	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	PMGD FV La Cosecha
QUILLAGUA II_BESS	Almacenamiento	105	PEQ 220	abr-25	abr-25	No PMGD/PMG	BESS Quillagua II
QUILLAGUA II_FV	Solar	105	PEQ 220	abr-25	abr-25	No PMGD/PMG	Quillagua II FV
SAUCES_SOLAR_I_FV	Solar	3	Los Sauces 023	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Los Sauces Solar I
SAUCES_SOLAR_II_FV	Solar	3	Los Sauces 023	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Los Sauces Solar II
YUNGAY_II_TRILALEO_FV	Solar	9	Cholguan STS 13.8	abr-25	abr-25	PMGD/PMG	Yungay II Trilaleo
ANDES III ETAPA I_FV	Solar	175,9	Andes 220	may-25	may-25	No PMGD/PMG	Andes III (Etapa 1)
ANDES III_EL_BESS	Almacenamiento	171,3	Andes 220	may-25	may-25	No PMGD/PMG	BESS Andes III (Etapa 1)
ANTOFAGASTA_EO	Eólica	364	Parinas 500	may-25	may-25	No PMGD/PMG	Parque Eólico Antofagasta
CERESUELA_FV	Solar	9	Pozo Almonte 023	may-25	may-25	PMGD/PMG	Ceresuela
ANDROMEDA_FV	Solar	9	Alto Hospicio 13.8	jun-25	jun-25	PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Andrómeda
CHILOE_FV	Solar	9	Curico 13.2 B	jun-25	jun-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Chiloe
LA SIERRA_II_FV	Solar	9	El Tesoro 023	jun-25	jun-25	PMGD/PMG	La Sierra II
PMGD_PSF LAS VIOLETAS_FV	Solar	4	Puente Alto 012	jun-25	jun-25	PMGD/PMG	PSF Las Violetas
TOCOPILLA_BESS	Almacenamiento	116	Tocopilla 110	jun-25	jun-25	No PMGD/PMG	BESS Tocopilla
BOLERO_BESS	Almacenamiento	146	Bolero 220	jul-25	jul-25	No PMGD/PMG	BESS Bolero
LOS_LAGOS	Pasada	48,7	Tap Pichirrahue 220	jul-25	jul-25	No PMGD/PMG	CH Los Lagos
PMGD PFV FRAGATA_BESS	Almacenamiento	3	Casas Viejas 023	jul-25	jul-25	PMGD/PMG	BESS Fragata
PMGD PFV FRAGATA_FV	Solar	3	Casas Viejas 023	jul-25	jul-25	PMGD/PMG	PFV Fragata
PMGD_SANTA MARTA_FV	Solar	3	Isla de Maipo 023	jul-25	jul-25	PMGD/PMG	PMGD Santa Marta
CHAGUAL_SOLAR_FV	Solar	9	San Antonio 023	ago-25	ago-25	PMGD/PMG	PMGD Chagual Solar
PFV EL OLIVAR_FV	Solar	9	Vallenar 13.8	ago-25	ago-25	PMGD/PMG	PFV El Olivar
PFV HIJUELA_FV	Solar	9	Vallenar 13.8	ago-25	ago-25	PMGD/PMG	PFV Hijuela
PMGD RIVAZZURRA_BESS	Almacenamiento	9	San Antonio 023	ago-25	ago-25	PMGD/PMG	BESS Rivazurra
PMGD RIVAZZURRA_FV	Solar	9	San Antonio 023	ago-25	ago-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Rivazurra Solar
PS DOS PINOS_BESS	Almacenamiento	3	Marquesa 023	ago-25	ago-25	PMGD/PMG	BESS Dos Pinos
PFV CACHIYUYO_FV	Solar	50	Pajonales 110	oct-25	oct-25	No PMGD/PMG	PFV Cachiyyuyo
PFV VICTOR JARA_BESS	Almacenamiento	200	Pozo Almonte 220	oct-25	oct-25	No PMGD/PMG	BESS Victor Jara
PFV VICTOR JARA_FV	Solar	200	Pozo Almonte 220	oct-25	oct-25	No PMGD/PMG	PFV Victor Jara
ARENALES_BESS	Almacenamiento	300	Cochrane 220	nov-25	nov-25	No PMGD/PMG	BESS Arenales
HUATACONDO_BESS	Almacenamiento	98	San Simon 220	nov-25	nov-25	No PMGD/PMG	BESS Huatacondo
PV LIBELLA_FV	Solar	139,7	El Manzano 220	nov-25	nov-25	No PMGD/PMG	PV Libella
ANDINO OCCIDENTE_FV	Solar	147	Litica 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
ARBOLEDA_FV	Solar	80	Teno 154	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
ARBOLEDA_FV_BESS	Almacenamiento	80	Teno 066	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
Total		4412,7					

Tabla A-4: Detalle plan de obras de generación ITD PNCP enero 2025 (4 de 4) – Años 2025-2026

Nombre central OSE2000 CNE	Tecnología	Capacidad instalada MW	Punto de conexión	Fecha puesta en servicio OSE2000 CNE	Fecha puesta en servicio figura	Categoría	Nombre REG42 / Comentario
COIUNAS_EO	Eólica	188,1	Hualqui 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
DANIICALQUI_EO	Eólica	95,2	Nueva Charrua 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
DON_CARLOS_FV	Solar	196	Nueva Maitencillo 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
DON_CARLOS_FV_BESS	Almacenamiento	196	Nueva Maitencillo 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
IE_MEJILLONES	Carbón	-348,0	Los Changos 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
MEJILLONES_1	Carbón	-140,8	Chacaya 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
MEJILLONES_2	Carbón	-147,1	Chacaya 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
PMGD_PV LIVORNO_BESS	Almacenamiento	5	Las Vegas 012	dic-25	dic-25	PMGD/PMG	BESS Livorno
PMGD_PV LIVORNO_FV	Solar	5	Las Vegas 012	dic-25	dic-25	PMGD/PMG	Planta Fotovoltaica Livorno Solar
QANGINA_FV	Solar	80	Cerro Colorado 110	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	PFV Qangina
SOCOMPA_FV	Solar	250	Likanantai 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
SOCOMPA_FV_BESS	Almacenamiento	250	Likanantai 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
TAGUA_TAGUA_FV	Solar	176	Polpaico 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
VIENTOS_DEL_LAGO_EO	Eólica	132	Frutillar Norte 220	dic-25	dic-25	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
CALA MORRITOS_DIE	Diesel	200	Punta Sierra 220	ene-26	ene-26	No PMGD/PMG	Cala Morritos
PMGD_LA PUNTILLA_FV	Solar	9	Buín CGE B 015	ene-26	ene-26	PMGD/PMG	Planta Solar La Puntilla
PMGD_EL_ALEMÁN_EO	Eólica	9	Valdivia 023	feb-26	feb-26	PMGD/PMG	Parque Eólico El Alemán
PMGD_PS DOS PINOS_FV	Solar	3	Marquesa 023	feb-26	feb-26	PMGD/PMG	Parque Solar Dos Pinos
TARAPACA-TG_DIE	Diesel	-18,6	Tarapaca 11.5	feb-26	feb-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
ALCONES_FV	Solar	90	Portezuelo 110	mar-26	mar-26	No PMGD/PMG	Parque Fotovoltaico Alcones
PMGD_SANTA ISIDORA_FV	Solar	9	San Bernardo 012	mar-26	mar-26	PMGD/PMG	Planta Solar Santa Isidora
ANDINA	Carbón	-152,7	Chacaya 220	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
ARICA_GM	Diesel	-8,6	Arica Diesel 066	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
ARICA_M1	Diesel	-2,4	Arica Diesel 13.8	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
ARICA_M2	Diesel	-1,3	Arica Diesel 13.8	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
HORNITOS	Carbón	-153,7	Chacaya 220	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
TOCOPILLA-TG1	Diesel	-19,6	Tocopilla 110	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
TOCOPILLA-TG2	Diesel	-19,9	Tocopilla 110	abr-26	abr-26	No PMGD/PMG	No incluida (desconexión termoelectrica)
PMGD_AMPELO SOLAR_FV	Solar	3,4	Buín CGE A 015	may-26	may-26	PMGD/PMG	Ampelo Solar
IE_MEJILLONES_GNL_A	Gas	355	Los Changos 220	jul-26	jul-26	No PMGD/PMG	No incluida (reconversión)
PURRANQUE_1_EO	Eólica	9	Purranque 13.8	ago-26	ago-26	PMGD/PMG	Purranque 1
PELDEHUE SOLAR_FV	Solar	109,7	Las Tortolas 220	oct-26	oct-26	No PMGD/PMG	Peldehue Solar
LONCUAHUE_FV	Eólica	187,2	Nueva Cauquenes 220	dic-26	dic-26	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
TIRANA_OESTE_EO	Solar	120,4	Nueva Pozo Almonte 220	dic-26	dic-26	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
ZALDIVAR_BESS	Almacenamiento	35	Nueva Zaldívar 220	dic-26	dic-26	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
ZALDIVAR_FV	Solar	250	Uribe 110	dic-26	dic-26	No PMGD/PMG	No incluida (respaldo licitaciones clientes regulados)
Total		1950,4					

ANEXO B Detalle plan de obras de transmisión

Tabla B-1: Detalle plan de obras de transmisión ITD PNCP enero 2025 (1 de 2) – Años 2025-2026

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Responsable	Tipo	Fecha entrada en operación OSE2000 CNE
Refuerzo Tramo Tap Vitacura – Vitacura	198/2019	18/7/2020	abr-23	Enel Distribución SA	Obra de ampliación Zonal	abr-23
Ampliación en S/E Molina y Seccionamiento de la Línea 2x66 kV Itahue – Curicó	198/2019	18/7/2020	abr-23	CGESA	Obra de ampliación Zonal	abr-23
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Linares Norte – Linares y Ampliación en S/E Linares	198/2019	18/7/2020	abr-23	CGESA	Obra de ampliación Zonal	abr-23
Aumento de capacidad Línea 1x66 kV San Fernando – Placilla	feb-18	abr-24	abr-24	CGESA	Obra Nacional Decreto 418	abr-23
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Maitencillo - Nueva Maitencillo	198/2019	18/7/2020	abr-23	Interchile SA	Obra de ampliación Nacional	abr-23
Nueva Línea 2x220 kV Itahue – Mataquito	5/7/2019	ago-23	ago-23	Mataquito Transmisora de Energía SA	Obra Nacional Decreto 418	ago-23
Nueva Línea 4x220 kV desde S/E Nueva Los Pelambres a Seccionamiento del segmento de la Línea 2x220 kV Los Pluques - Tap Mauro	4/2019	13/7/2020	ene-24	Cantella Transmisión SA	Obra Nueva Nacional	ene-24
Nueva S/E Seccionadora Parinas 500/220 kV	4/2019	13/7/2020	ene-24	Transec Holdings Rentas Limitada	Obra Nueva Nacional	ene-24
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Valdivia – Pícarte, Tendido del Primer Circuito	5/7/2019	mar-24	mar-24	Sociedad Austral de Transmisión Troncal SA	Obra Nacional Decreto 418	mar-24
Aumento de Capacidad Línea 2x500 kV Alto Jahuel - Lo Aguirre y Ampliación en S/E Lo Aguirre	198/2019	18/7/2020	abr-24	Transec SA	Obra de ampliación Nacional	abr-24
Nueva Línea 2x110 kV Alto Melipilla – Bajo Melipilla, tendido del primer circuito	231/2019	4/7/2021	jun-24	Transquinta SA	Obra Nueva Zonal	jun-24
Nueva S/E Seccionadora Loica y Nueva Línea 2x220 kV Loica – Portezuelo	231/2019	4/7/2021	jun-24	Alfa Transmisora de Energía SA	Obra Nueva Zonal	jun-24
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Nirivilo – Constitución, tendido del primer circuito	231/2019	4/7/2021	jun-24	Nirivilo Transmisora de Energía SA	Obra Nueva Zonal	jun-24
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Las Vegas - Esperanza	171/2020	11/7/2021	jun-24	Colbún Transmisión SA	Obra de ampliación Zonal	jun-24
Aumento de Capacidad Línea 1x110 kV Esperanza - Río Aconcagua	171/2020	11/7/2021	jun-24	Colbún Transmisión SA	Obra de ampliación Zonal	jun-24
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Pelequén - Malloa	283/2018	11/7/2021	jun-24	Compañía General de Electricidad SA	Obra de ampliación Zonal	jun-24
Nueva Línea 2x220 Mataquito – Nueva Nirivilo – Nueva Cauquenes – Dichato – Hualqui	5/7/2019	ago-24	ago-24	Mataquito Transmisora de Energía SA	Obra Nacional Decreto 418	ago-24
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Parral	5/7/2019	ago-24	ago-24	Mataquito Transmisora de Energía SA	Obra Nacional Decreto 418	ago-24
Nueva Línea 2x66 kV Nueva Cauquenes – Cauquenes	5/7/2019	ago-24	ago-24	Mataquito Transmisora de Energía SA	Obra Nacional Decreto 418	ago-24
Nueva Línea 2x66 Dichato – Tomé	5/7/2019	ago-24	ago-24	Mataquito Transmisora de Energía SA	Obra Nacional Decreto 418	ago-24
Nueva Línea 2x66 Hualqui – Chiguayante	5/7/2019	ago-24	ago-24	Mataquito Transmisora de Energía SA	Obra Nacional Decreto 418	ago-24
Ampliación en S/E Ana María y Seccionamiento Línea 2x220 kV Frontera - María Elena	171/2020	11/7/2021	dic-24	TSCF SpA	Obra de ampliación Nacional	dic-24
Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Chuquicamata - Calama	171/2020	11/7/2021	dic-24	Engie Energía Chile SA	Obra de ampliación Nacional	dic-24
Ampliación en S/E Don Coyo, Seccionamiento Línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Sierra y Bypass Línea 2x220 kV Pan de Azúcar - La Cabada	171/2020	11/7/2021	dic-24	Don Coyo Transmisión SA	Obra de ampliación Nacional	dic-24
Ampliación en S/E Frontera y Seccionamiento Línea 2x220 kV Lagunas - Encuentro	171/2020	11/7/2021	dic-24	Transec SA	Obra Nueva Nacional	dic-24
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	422/2017	17/7/2018	nov-23	Transmisora del Pacífico SA	Obra Nueva Nacional	ene-25
Nueva Línea 2x500 kV Parinas - Likanantai, Energizada en 220 kV	4/2019	13/7/2020	ene-25	Transec Holdings Rentas Limitada	Obra Nueva Nacional	ene-25
Nueva Línea 2x220 kV Lagunas - Nueva Pozo Almonte, Tendido primer circuito	4/2019	15/7/2020	ene-25	Transec SA	Obra Nueva Nacional	ene-25
Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y Desmantelamiento – Etapa II	4/2019	13/7/2020	ene-25	Engie Energía Chile SA	Obra Nueva Zonal	ene-25
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Punta de Cortés - Tuniche, Tramo Punta de Cortés - Puno Alto	185/2021	13/7/2022	mar-25	CAM Chile SpA	Obra de ampliación Zonal	mar-25
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Santa Evíra - Tap El Nevado	185/2021	13/7/2022	mar-25	CAM Chile SpA	Obra de ampliación Zonal	mar-25
Nueva Línea 2x110 kV desde S/E Caldera a Línea 1x110 kV Cardones - Punta Padrones	4/2019	15/7/2021	abr-25	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	Obra Nueva Zonal	abr-25
Nueva Línea 1x110 kV Qerrillos - Atacama Kozán	4/2019	15/7/2021	abr-25	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	Obra Nueva Zonal	abr-25
Nueva Línea 1x110 kV Maitencillo - Vallénar	185/2020	15/7/2021	abr-25	Transec SA	Obra Nueva Zonal	abr-25
Nueva Línea 1x66 kV Portezuelo - Alcones	185/2020	15/7/2021	abr-25	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	Obra Nueva Zonal	abr-25
Nueva Línea 1x66 kV Angol - Epuleufu	185/2020	15/7/2021	abr-25	Sociedad Austral de Transmisión Troncal SA	Obra Nueva Zonal	abr-25
Aumento de capacidad Línea 2x220 kV Alto Jahuel - Baja Cordillera	171/2020	15/7/2021	abr-25	Empresa Eléctrica Cordillera SpA	Obra de ampliación Zonal	abr-25

Tabla B- 2: Detalle plan de obras de transmisión ITD PNCP enero 2025 (2 de 2) – Años 2025-2026

Proyecto	Decreto Plan de Expansión	Decreto Adjudicación	Fecha de entrada en operación según Decreto de Adjudicación	Responsable	Tipo	Fecha entrada en operación OSE2000 CNE
Aumento de capacidad Líneas 2x220 kV Frontera - María Bena y 2x220 kV María Bena - Kimal	171/2020	11/7/2021	jun-25	Transec SA; Kelti SA; Sociedad Austral de Transmisión Troncal SA; Zaldivar Transmisión SA; TSGF SpA	Obra de ampliación Nacional	jun-25
Aumento de capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Temuco	171/2020	11/7/2021	jun-25	Transec SA; Besalco Transmisión SpA; Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel SA; Edelnor Transmisión SA	Obra de ampliación Nacional	jun-25
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro - Kimal	185/2021	13/7/2022	sept-25	Becnor Chile SA	Obra de ampliación Nacional	sept-25
Reactor en S/E Nueva Ancud (NRAT)	185/2021	13/7/2022	sept-25	Transec Holdings Pentas Limitada	Obra de ampliación Nacional	sept-25
Ampliación en S/E Chiloe y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud - Chiloe	171/2020	13/7/2022	sept-25	sistemas Transmisión del Sur SA	Obra de ampliación Nacional	sept-25
Aumento de Capacidad Línea 2x110 kV La Roca - Ovale	185/2021	15/7/2022	dic-25	Oleco Redes Chile Limitada	Obra de ampliación Zonal	dic-25
Reemplazo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Lagunas (RCERAT)	185/2021	13/7/2022	mar-26	CAM Chile SpA	Obra de ampliación Nacional	mar-26
Nuevo Equipo de Compensación Reactiva en S/E Entre Rios (STATCOM AT)	185/2021	13/7/2022	mar-26	Transec SA	Obra de ampliación Nacional	mar-26
Nueva Línea 2x220 kV Don Goyo - La Roca	229/2021	15/7/2022	jun-26	Oleco Redes Chile Ltda	Obra Nueva Zonal	jun-26
Aumento Capacidad de Línea 1x66 kV Rosario - San Fernando, segmento Tap Rengo - Pelequén	293/2018	11/7/2021	jun-24	Compañía General de Electricidad SA	Obra de ampliación Zonal	oct-26
Nueva S/E Seccionadora Totihue y Nueva Línea 2x66 kV Totihue - Rosario	229/2021	15/7/2022	jun-26	Engie Energía Chile SA	Obra Nueva Zonal	oct-26
Línea 2x66 kV Quepe - Enlace Imperial	5/7/2019	oct-26	oct-26	Besalco Transmisión SpA	Obra Nacional Decreto 418	oct-26
Nueva Línea 2x220 kV Gamboa - Chonchi energizada en 110 kV, tendido del primer circuito	15/7/2021	abr-27	abr-27	Sociedad de Transmisión Austral SA	Obra Nacional Decreto 418	abr-27
Ampliación en S/E Don Héctor 220 kV (IM) y seccionamiento Línea 2x220 kV Nueva Maifencillo - Punta Colorada	185/2021	2/7/2024	may-27	Transec SA	Obra de ampliación Nacional	may-27
Aumento de Capacidad Línea 1x220 kV Charrúa - Hualpén, Tramo Concepción - Hualpén	185/2021	2/7/2024	may-27	Transec SA	Obra de ampliación Nacional	may-27
Nueva S/E Seccionadora Nueva Lagunas y Nueva Línea 2x500 kV Nueva Lagunas - Kimal	229/2021	15/7/2022	jun-27	Iterconexión Eléctrica SA ESP - ISA	Obra Nueva Nacional	jun-27
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Tarapacá - Lagunas, tramo Nueva Lagunas - Lagunas	185/2021	15/7/2022	jun-27	Transec SA	Obra de ampliación Nacional	jun-27
Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte - Tamarugal	198/2019	18/7/2020	abr-23	Engie Energía SA	Obra de ampliación Zonal	jul-28
Aumento de Capacidad Línea 1x66 kV Tap Loma Colorada - Loma Colorada y Ampliación en S/E Loma Colorada	198/2019	18/7/2020	abr-23	CGESA	Obra de ampliación Zonal	jul-28
Ampliación Línea 2x220 kV Punta de Cortés - Tuniche: Incorporación de Paños de Línea	293/2018	15/7/2020	ene-24	Transec SA	Obra de ampliación Zonal	abr-29
Nueva Línea 2x220 kV Candelaria - Nueva Tuniche y S/E Nueva Tuniche 220 kV	4/2019	15/7/2020	ene-25	Transec SA	Obra Nueva Zonal	abr-29
Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre	231/2019	1/7/2022	may-29	Conexión Kimal - Lo Aguirre SA	Obra Nueva Nacional	may-29
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Oruelos - Cautín	293/2018	8/7/2020	dic-23	Transec SA	Obra de ampliación Nacional	jul-29
Línea 1x110 kV Bosquemar - Tap Reflaca - Reflaca	198/2019	18/7/2020	oct-23	Chilquinta Energía SA	Obra de ampliación Zonal	dic-29