



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Impacto de la incorporación de inyecciones de energía de medios de generación de pequeña escala para abastecer demanda de clientes regulados

Memoria de titulación para optar al título de
Ingeniero Civil Electricista

Autor : Cristian Guerra Martínez
Profesor guía : Esteban Gil Sagas

Valparaíso - Chile
Octubre, 2025



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: Impacto de la incorporación de inyecciones de energía de medios de generación de pequeña
escala para abastecer demanda de clientes regulados

Nombre del candidato(a): Cristian Ignacio Guerra Martínez

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Eléctrica

Campus: Casa Central Valparaíso Departamento: Departamento de Ingeniería Eléctrica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Esteban Gil Sagás, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a)
del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 23/10/2025 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 23/10/2025 Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Impacto de la incorporación de inyecciones de energía de medios de generación de pequeña escala para abastecer demanda de clientes regulados

Memoria de titulación presentada ante una
comisión examinadora conformada por:

Esteban Gil Sagas	(UTFSM)
Danny Espín Sarzosa	(UTFSM)
Sebastián Novoa Curihuentro	(Evol Services)

Agradecimientos

Quisiera expresar mis más sinceros agradecimientos a todos quienes, de una u otra forma, fueron parte de este proceso que llega a su fin.

En primer lugar, agradecer a mi familia, especialmente a mis padres, Jorge y María, por su amor incondicional y por creer en todo momento en que esto sería posible. Por estar conmigo en uno de los momentos más difíciles, por darme la vida y luchar incansablemente para ayudarme a conservarla. Quisiera extender estos agradecimientos a mi hermano, Mauricio, por su confianza y apoyo constante, y por ser, sin lugar a dudas, un pilar fundamental en mi vida.

Agradezco también a los amigos que hice a lo largo de este viaje, junto a quienes caminamos hacia una meta que parecía lejana, pero que hoy está más cerca que nunca. A Lucas, Nicolás, Fernanda, Matías, Jorge, Sofía, Camila, Fernando, Alfonso, Joaquín y tantos otros que hicieron de este viaje un recorrido inolvidable. Gracias por su apoyo, compañía y por todos los buenos momentos.

También quiero agradecer a Evol Services por el apoyo brindado y por darme la oportunidad de realizar esta memoria con ellos.

Finalmente, extendiendo estos agradecimientos al profesor Esteban Gil, al proyecto ANID-Basal AFB240002 (AC3E) y al proyecto Fondecyt 1231892, por su contribución a la realización de este trabajo.

Resumen

En el marco de la transición energética en Chile, los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), en su mayoría solares fotovoltaicos, han adquirido relevancia. Sin embargo, su energía no considerada en el cálculo del Precio de Nudo Promedio (PNP), el cual refleja contratos de suministro antiguos con precios frecuentemente superiores a los precios actuales del sistema. Ante esta situación, se plantea como hipótesis que la inclusión de energía de PMGD, de menor costo, podría reducir los precios para clientes regulados, lo que resulta particularmente relevante frente a las alzas tarifarias recientes derivadas del fin de los mecanismos de estabilización vigentes desde 2019 y del inicio del pago de la deuda acumulada.

En este trabajo se evalúa el impacto de integrar la energía de centrales PMGD en el cálculo y proyección de los PNP, entre 2025 y 2035, adaptando el modelo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para incluir las inyecciones de energía de estas centrales, valorizadas bajo distintos regímenes. La metodología contempla la identificación de las centrales PMGD actualmente en operación, su incorporación junto a los contratos de suministro vigentes y futuros, y la simulación bajo escenarios que combinan proyecciones de inyección de energía PMGD (bajo, medio y alto) con distintos niveles de participación (50 %, 75 % y 100 %) en el abastecimiento de la demanda regulada.

Los resultados muestran que la inclusión de generación distribuida reduce los PNP sistémicos en todos los casos de estudio, con mayor impacto cuando la energía PMGD se valoriza al Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) en escenarios de alta inyección y 100 % de participación. No obstante, el LCOE corresponde a un mínimo teórico que no refleja condiciones reales de mercado, pues supone rentabilidad nula, no considera las diferencias entre proyectos y fue calculado solo para tecnología fotovoltaica. Aun así, incluso en casos de estudio conservadores, valorizando la energía de PMGD al Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP), se observan reducciones significativas. Estos resultados son representativos y técnicamente consistentes, ya que, a diferencia del LCOE, el PNCP es un valor real de mercado usado por la mayoría de las centrales PMGD para valorizar sus inyecciones de energía al sistema.

En cuanto a los PNP por distribuidora, se ha observado que estos pueden aumentar incluso con la incorporación de energía PMGD, o disminuir sin su inclusión. Esto se explica por un mecanismo de reajuste incorporado originalmente en el cálculo de los PNP. Sin embargo, pese a estas variaciones individuales, el efecto agregado es una reducción del PNP sistémico.

Adicionalmente, se constató que la disminución de los PNP se traduce en una reducción de las cuentas finales de los clientes regulados. Sin embargo, este efecto se ve parcialmente atenuado por la existencia de cargos adicionales al cargo por energía consumida, los cuales varían según la distribuidora y la comuna en la que se encuentre cada usuario.

Finalmente, se concluyó que la inclusión de energía de centrales PMGD, si bien reduce los PNP y por consiguiente las cuentas finales de clientes regulados, también implica menores ingresos para las generadoras con contratos vigentes, lo que podría traer consecuencias económicas y regulatorias que deben evaluarse cuidadosamente.

Abstract

Within the framework of Chile's energy transition, Pequeños Medios de Generación Distribuida (Small-scale Distributed Generation Units, PMGD), mainly photovoltaic solar plants, have gained relevance. However, their energy is not considered in the calculation of the Precio de Nudo Promedio (Average Node Price, PNP), which reflects older supply contracts with prices that are often higher than current system prices. In this context, the hypothesis is proposed that including lower-cost PMGD energy could reduce prices for regulated customers, which is particularly relevant in light of recent tariff increases resulting from the end of the stabilization mechanisms in place since 2019 and the beginning of the repayment of the accumulated debt.

This study evaluates the impact of integrating energy from PMGD plants into the calculation and projection of PNPs between 2025 and 2035, by adapting the model of the Comisión Nacional de Energía (National Energy Commission, CNE) to include the energy injections from these plants, valued under different pricing schemes. The methodology involves identifying PMGD plants currently in operation, incorporating them alongside current and future supply contracts, and simulating scenarios that combine PMGD energy injection projections (low, medium, and high) with different levels of participation (50 %, 75 %, and 100 %) in meeting regulated demand.

The results show that the inclusion of distributed generation reduces systemic PNP values in all case studies, with the greatest impact occurring when PMGD energy is valued at the Levelized Cost of Energy (LCOE) in high injection scenarios with 100 % participation. However, the LCOE represents a theoretical minimum that does not reflect real market conditions, as it assumes zero profitability, does not consider differences between projects, and was calculated only for photovoltaic technology. Even so, significant reductions are observed even in more conservative case studies, where PMGD energy is valued at the Precio de Nudo de Corto Plazo (Short-term Node Price, PNCP). These results are representative and technically consistent, since, unlike the LCOE, the PNCP is a real market value used by most PMGD plants to value their energy injections into the system.

Regarding the PNPs by electric distribution company, it has been observed that these may increase even with the inclusion of PMGD energy, or decrease without it. This is explained by an adjustment mechanism originally incorporated into the PNP calculation. However, despite these individual variations, the overall effect is a reduction in the systemic PNP.

Additionally, it was found that the reduction in PNPs translates into a decrease in the final electricity bills of regulated customers. However, this effect is partially mitigated by the existence of additional charges beyond the energy consumption charge, which vary depending on the electric distribution company and the municipality in which each user is located.

Finally, it is concluded that although the inclusion of energy from PMGD plants reduces PNPs and, consequently, the final bills of regulated customers, it also implies lower revenues for generators with existing supply contracts, which could lead to economic and regulatory consequences that must be carefully evaluated.

Índice general

Agradecimientos	I
Resumen	II
Abstract	III
Índice general	IV
Índice de figuras	VII
Índice de tablas	X
Nomenclatura	XII
1. Introducción	1
1.1. Contexto	1
1.2. Motivación	1
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo principal	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura del documento	3
2. Antecedentes y Marco Regulatorio	5
2.1. Resumen del capítulo	5
2.2. Pequeños Medios de Generación Distribuidos	6
2.2.1. Definición de Pequeños Medios de Generación Distribuido	6
2.2.2. Panorama actual de los PMGD en Chile	6
2.2.3. Regímenes de valorización de inyecciones de energía de PMGD	8
2.3. Precios de Nudo Promedio	12
2.3.1. Conceptos previos	12
2.3.2. Definición de Precio de Nudo Promedio	14
2.3.3. Cálculo de los Precios de Nudo Promedio	14
2.4. Cálculo de cuentas finales de clientes regulados	16
2.4.1. Proporción de cada cargo en la cuenta final	18

2.5.	Resumen y análisis crítico	19
2.5.1.	Normativa relacionada con centrales PMGD	19
2.5.2.	Normativa relacionada con los clientes regulados.	20
3.	Obtención de Datos	22
3.1.	Resumen del capítulo	22
3.2.	Proyección de variables para el cálculo de los PNP	23
3.2.1.	Proyección de demanda de clientes regulados.	23
3.2.2.	Proyección de inyecciones de energía de PMGD	24
3.2.3.	Proyección de índices de precios de combustibles	25
3.2.4.	Proyección de precios de energía de PMDG	26
3.3.	Identificación de centrales PMGD	30
3.3.1.	Asociación entre centrales PMGD y zonas de concesión	31
3.3.2.	Participación de cada central en la generación total PMGD y punto de conexión al sistema	32
3.3.3.	Distribución de energía PMGD por distribuidora	33
3.4.	Inclusión de nuevos contratos de suministro	34
3.4.1.	Procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01	34
3.4.2.	Proceso de licitación de suministro 2023/01	36
4.	Metodología	39
4.1.	Resumen del capítulo	39
4.2.	Modelo de cálculo de los PNP	39
4.2.1.	Modificaciones a la estructura del modelo	39
4.2.2.	Script para la recopilación de resultados.	44
4.3.	Limitaciones del modelo	45
4.4.	Casos de estudio	45
5.	Resultados	47
5.1.	Resumen del capítulo	47
5.2.	Efecto de la incorporación de PMGD en los PNP	47
5.2.1.	Presentación del caso base	48
5.2.2.	Análisis de casos extremos	49
5.2.3.	Análisis de sensibilidad.	50
5.2.4.	Análisis de los PNP por distribuidora	54
5.2.5.	Distribuidoras con mayor demanda	61
5.3.	Impacto en las cuentas finales de clientes regulados	62
5.4.	Impacto en la recaudación de empresas de generación	63
5.5.	Resumen de resultados	65
5.5.1.	Resumen de resultados, PNP sistémico	65
5.5.2.	Resumen de resultados, PNP por distribuidora.	66

6. Conclusiones	67
Bibliografía	70
Anexos	74
A. Resumen ejecutivo	74
A.1. Introducción General	74
A.2. Antecedentes y Marco Teórico	74
A.3. Obtención de datos	76
A.4. Metodología	79
A.5. Resultados	79
A.6. Conclusiones	84
B. Proporción de cargos en la cuenta final	85
B.1. Consumo mensual de 235 kWh	85
B.2. Consumo mensual de 600 kWh	86
C. Distribución de energía anual licitada	87
C.1. Licitación 2021/01	87
C.2. Licitación 2022/01	88
C.3. Licitación 2023/01	89
D. Código en VBA para proyección de PNP	90
E. Tablas de resultados	92
E.1. Sensibilidad respecto del escenario de valorización	92
E.2. Sensibilidad respecto del escenario de proyección de energía de PMGD	93
E.3. Sensibilidad respecto de la participación de energía PMGD	94
E.4. Impacto en la recaudación de empresas de generación	95
E.5. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso PB-50	96
E.6. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso PA-100	98
E.7. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso LB-50	100
E.8. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso LB-100	102
E.9. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso LA-100	104

Índice de figuras

1.1	Evolución de cuentas de energía de clientes regulados residenciales, promedio nacional. Fuente: Grupo Energie (10)	2
2.1	Capacidad instalada de centrales PMGD por tecnología: nuevos proyectos por año y acumulada total hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (13).	6
2.2	Capacidad instalada acumulada de centrales PMGD por tecnología hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (13).	7
2.3	Capacidad instalada acumulada de centrales PMGD por región hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (13).	8
2.4	Comparación PE, CMg y PNCP en la barra Crucero 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN (15) y CNE (16).	10
2.5	Comparación PE, CMg y PNCP en la barra Quillota 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN (15) y CNE (16).	10
2.6	Comparación PE, CMg y PNCP de barra Puerto Montt 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN (15) y CNE (16).	11
2.7	Distribución de centrales por régimen de valorización de inyecciones de energía. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN (17).	12
2.8	Cantidad de clientes regulados por empresa de distribución y subsistema de transmisión zonal. Fuente: Energía Abierta (19).	13
3.1	Proyección de demanda semestral total de clientes regulados. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (25).	23
3.2	Suma de la demanda regulada proyectada entre 2025 y 2035, por distribuidora y subsistema de transmisión zonal, expresada como porcentaje del total de demanda proyectada para clientes regulados. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (25).	24
3.3	Proyección de energía de PMGD en el SEN. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN (26).	24
3.4	Valores históricos de los Precios de Nudo de Corto Plazo en las barras Lagunas 220 kV, Crucero 220 kV, Nogales 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (16).	27
3.5	Evolución de índices de precios de combustibles. Petróleo Diésel (Grado B) y Carbón Térmico (7.000 kcal/kg). Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (28).	27
3.6	Evolución de índices de precios de combustibles. Gas Natural (Henry Hub Spot) y Crudo Brent (DTD). Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (28).	28
3.7	Proporción de centrales PMGD por empresa concesionaria de distribución. Notas: en color naranja, empresas de distribución correspondientes actualmente a CGE Distribución. Solo se consideran las empresas de distribución que cuentan con al menos una central PMGD en su zona de concesión. Fuente: elaboración propia.	32

4.1	Ejemplo de <i>contratos virtuales</i> entre empresas de distribución y centrales PMGD. Fuente: elaboración propia.	41
5.1	Precio de Nudo Promedio sistémico semestral, caso base. Fuente: elaboración propia.	48
5.2	Comparación de variación de los PNP sistémicos entre casos PB-50 y LA-100. Nota: en línea sólida color gris, los casos PB-100, PM-100, PA-100, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.	49
5.3	Comparación de sensibilidad de variación de los PNP sistémicos entre casos PA-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.	50
5.4	Comparación de sensibilidad de variación de los PNP sistémicos entre casos LB-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.	53
5.5	Comparación de sensibilidad de variación de los PNP sistémicos entre casos LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.	54
5.6	Comparación de la variación de los PNP entre distribuidoras, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.	55
5.7	Comparación de la variación de los PNP entre distribuidoras antes de ajustes, caso PB-100. Nota: en color rojo los valores que son exactamente 0%, el resto de coloraciones corresponden a valores mayores que 0%. Fuente: elaboración propia.	56
5.8	Comparación de la variación del PNP Sistémico y de distribuidora Codiner, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.	57
5.9	Comparación entre el PNP promedio y el PNP de distribuidora Codiner, ambos preajustes y en un punto de referencia común, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.	58
5.10	Comparación del efecto de la incorporación de energía de centrales PMGD entre Chilquinta y CGE Distribución, periodo 2030-2, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.	60
5.11	Comparación del PNP Sistémico y de distribuidoras ENEL Distribución, CGE Distribución, Chilquinta, SAESA y Frontel, caso LM-75. Fuente: elaboración propia.	61
5.12	Variación de las cuentas finales de clientes regulados. Casos PB-50 y LA-100. Fuente: elaboración propia.	62
5.13	Variación de la recaudación por energía por parte de empresas de generación con contratos de suministro, casos PB-50, LB-50 y LA-100. Nota: valores expresados en millones de dólares estadounidenses. Los porcentajes corresponden a la reducción respecto del caso base. Fuente: elaboración propia.	64
A.1	Capacidad instalada de centrales PMGD por tecnología: nuevos proyectos por año y acumulada total hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (13).	75
A.2	Suma de la demanda regulada proyectada entre 2025 y 2035, por distribuidora y subsistema de transmisión zonal, expresada como porcentaje del total de demanda proyectada para clientes regulados. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (25).	76
A.3	Valores históricos de los Precios de Nudo de Corto Plazo en las barras Lagunas 220 kV, Crucero 220 kV, Nogales 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE (16).	77
A.4	Comparación de variación de los PNP sistémicos entre casos PB-50 y LA-100. Nota: en línea sólida color gris, los casos PB-100, PM-100, PA-100, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.	80

A.5	Comparación de la variación de los PNP entre distribuidoras, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.	81
A.6	Comparación del PNP Sistémico y de distribuidoras ENEL Distribución, CGE Distribución, Chilquinta, SAESA y Frontel, caso LM-75. Fuente: elaboración propia.	82
A.7	Comparación del efecto de la incorporación de energía de centrales PMGD entre Chilquinta y CGE Distribución, periodo 2030-2, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.	83
A.8	Variación de la recaudación por energía por parte de empresas de generación con contratos de suministro, casos PB-50, LB-50 y LA-100. Nota: valores expresados en millones de dólares estadounidenses. Los porcentajes corresponden a la reducción respecto del caso base. Fuente: elaboración propia.	83

Índice de tablas

2.1	Intervalos temporales para el cálculo de precios estabilizados. Fuente: Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala (3)	9
2.2	Descuento según factor de intensidad. Fuente: LGSE (1).	15
2.3	Descuento según porcentaje de aporte sobre energía generada. Fuente: LGSE (1).	15
2.4	Cargo por fondo de estabilización de tarifas. Fuente: Ley 21.472 (7).	17
2.5	Proporción de recargo por Mecanismo de Equidad Tarifaria. Fuente: LGSE (1).	18
2.6	Montos asociados a cargos de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, período 2025-2. Consumo promedio mensual de 150 kWh. Fuente: elaboración propia.	18
2.7	Proporción de cargos respecto del total de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, período 2025-2. Consumo promedio mensual de 150 kWh. Fuente: elaboración propia.	19
3.1	Proyección de energía de PMGD en el SEN. Elaboración propia a partir de datos de datos del CEN (26).	25
3.2	Índices de precios de combustibles. Fuente: Informe de Proyecciones de Precios de Petróleo Crudo, Carbón Térmico y Gas Natural período 2025-2045 (27).	25
3.3	Datos para el cálculo del LCOE. Fuente: elaboración propia.	29
3.4	Proyección del costo nivelado semestral. Fuente: elaboración propia.	30
3.5	Participación de generación de centrales PMGD en total de generación distribuida. Fuente: elaboración propia.	33
3.6	Distribución de energía de centrales PMGD por distribuidora y subestación principal. Fuente: elaboración propia.	34
3.7	Energía licitada en procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01. Fuente: Bases de Licitación 2021/01 (35) y 2022/01 (36)	35
3.8	Energía y precio adjudicado en procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01. Fuente: Bases de Licitación 2021/01 (35) y 2022/01 (36).	36
3.9	Energía licitada para Bloques de Suministro N°1 y N°2, en proceso de licitación de suministro 2023/01. Fuente: Bases de Licitación 2023/01 (23).	38
3.10	Energía y precio adjudicado en proceso de licitación de suministro 2023/01. Fuente: Bases de licitación 2023/01 (23).	38
4.1	Casos de estudio. Fuente: elaboración propia.	46
5.1	Precios ponderados de energía para los periodos 2033-2 y 2034-1, segmentados entre contratos reales y virtuales, casos PA-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.	51
5.2	Contratos de suministro cuya vigencia termina en el periodo 2033-2. Nota: precios de energía indexados a 2033-2. Fuente: elaboración propia.	52
5.3	Datos para el cálculo del precio promedio ponderado de distribuidoras Chilquinta y CGE Distribución. Fuente: elaboración propia.	60

5.4	Valor de cuenta mensual promedio, ahorro mensual promedio y ahorro semestral de clientes regulados. Tarifa BT1a. Comuna de San Bernardo. Distribuidora CGE Distribución. Fuente: elaboración propia.	63
5.5	Resumen de resultados obtenidos. PNP Sistémico. Periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2. Fuente: elaboración propia.	65
5.6	Comparación de resultados. PNP de distribuidoras Chilquinta (STx C), CGE Distribución (STx D), ENEL Distribución (STx D), FRONTEL (STx E) y SAESA (STx F). Periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2. Fuente: elaboración propia.	66
A.1	Datos para el cálculo del LCOE. Fuente: elaboración propia.	78
B.1	Montos asociados a cargos de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 235 kWh. Fuente: elaboración propia. .	85
B.2	Proporción de cargos respecto del total de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 235 kWh. Fuente: elaboración propia.	85
B.3	Montos asociados a cargos de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 600 kWh. Fuente: elaboración propia. .	86
B.4	Proporción de cargos respecto del total de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 600 kWh. Fuente: elaboración propia.	86
C.1	Distribución anual de energía licitada en proceso 2021/01. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Empresas Eléctricas A.G. (35).	87
C.2	Distribución anual de energía licitada en proceso 2022/01. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Empresas Eléctricas A.G. (36).	88
C.3	Distribución anual de energía licitada en proceso 2023/01. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Empresas Eléctricas A.G. (23).	89
E.1	PNP sistémicos para casos C-0, PA-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia. . . .	92
E.2	PNP sistémicos para casos C-0, LB-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia. . . .	93
E.3	PNP sistémicos para casos C-0, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.	94
E.4	Recaudación por energía y variación respecto del caso base, por parte de empresas de generación con contratos de suministro, casos PB-50, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.	95
E.5	PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso PB-50. Fuente: elaboración propia. . . .	96
E.6	Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso PB-50. Fuente: elaboración propia.	97
E.7	PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso PA-100. Fuente: elaboración propia. . .	98
E.8	Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso PA-100. Fuente: elaboración propia.	99
E.9	PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso LB-50. Fuente: elaboración propia. . .	100
E.10	Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso LB-50. Fuente: elaboración propia.	101
E.11	PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso LB-100. Fuente: elaboración propia. .	102
E.12	Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso LB-100. Fuente: elaboración propia.	103
E.13	PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso LA-100. Fuente: elaboración propia. .	104
E.14	Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.	105

Nomenclatura

CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CMg	Costo Marginal
CNE	Comisión Nacional de Energía
FETR	Factores de Equidad Tarifaria Residencial
LCOE	Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de Energía)
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos
PE	Precio Estabilizado
PMG	Pequeños Medios de Generación
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
PNCP	Precio de Nudo de Corto Plazo
PNLP	Precio de Nudo de Largo Plazo
SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
STx	Subsistema de Transmisión Zonal

1. Introducción

Índice del capítulo

1.1.	Contexto	1
1.2.	Motivación	1
1.3.	Objetivos	3
1.3.1.	Objetivo principal	3
1.3.2.	Objetivos específicos	3
1.4.	Estructura del documento	3

1.1. Contexto

En Chile, el suministro de energía eléctrica destinado a satisfacer la demanda de clientes sometidos a regulación de precios se realiza a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución las cuales deben contar con contratos de suministro de largo plazo con empresas de generación [1].

El precio que pagan las empresas de distribución a los respectivos suministradores por la energía consumida por sus clientes regulados es el Precio de Nudo de Largo Plazo (PNLP). Por otro lado, el precio que pagan los clientes finales a la respectiva empresa de distribución es el Precio de Nudo Promedio el cual corresponde a una ponderación de los PNLP por volumen de suministro, y que posteriormente se somete a una serie de ajustes establecidos en la regulación vigente [2].

En esta memoria se propone la incorporación de Medios de Generación de Pequeña Escala en el cálculo del PNP. Estos corresponden a instalaciones de generación con excedentes de potencia suministrable menores o iguales a 9.000 kW [3] y cuya energía, en general, resulta ser más barata que la comprometida en los contratos de suministro actualmente vigentes. Por lo tanto, incluir estas inyecciones de energía en el cálculo del PNP podría contribuir a una disminución del precio que pagan los clientes regulados.

1.2. Motivación

En el marco del estallido social de octubre de 2019, se implementaron una serie de medidas para contener un alza en torno al 10 % en las tarifas de energía eléctrica a pagar por clientes regulados [4]. A través de las leyes 21.185 [5] y 21.194 [6] se establecieron mecanismos de “congelamiento” de precios, postergando y estabilizando las tarifas eléctricas, en principio, entre 2019 y 2023. Estas medidas, aunque inicialmente efectivas, resultaron insuficientes debido a

diversos factores, entre los que destacan el impacto económico de la pandemia de COVID-19 y el conflicto entre Rusia y Ucrania. Por este motivo, posteriormente, a través de la ley 21.472 [7] de 2022 se creó un Fondo de Estabilización de Tarifas y un Mecanismo de Protección al Cliente con el objetivo de evitar nuevas alzas en las tarifas eléctricas. Como consecuencia de estas medidas, se generaron saldos acumulados que ascienden a aproximadamente 6.000 millones de dólares [8]. En abril de 2024, se publicó la ley 21.667 [9] con el objetivo de “descongelar” las tarifas eléctricas. En ella se establecen fórmulas que permiten una transición gradual hacia niveles reales de tarifas eléctricas así como también el pago de la deuda acumulada lo que inevitablemente significa un aumento en las cuentas de electricidad de clientes regulados residenciales de alrededor de un 64 % promedio nacional dependiendo de su nivel de consumo y de hasta un 90 % en el caso de clientes regulados con tarifas comerciales [10].

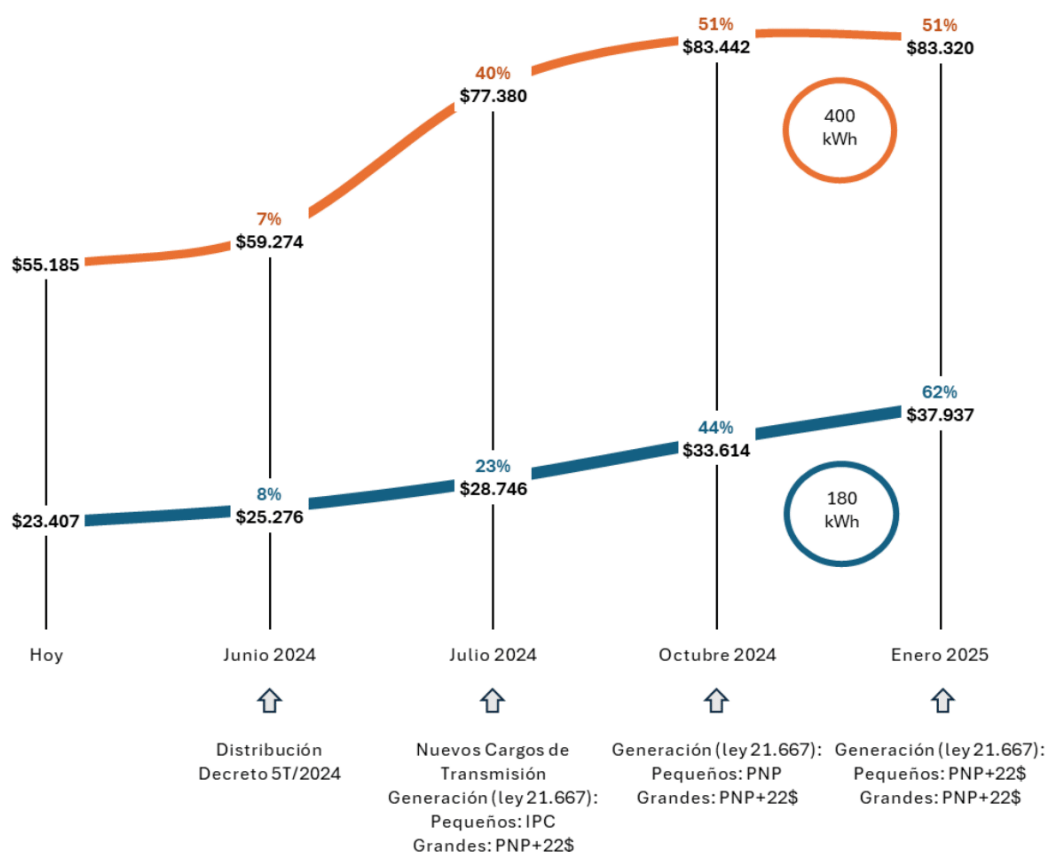


FIGURA 1.1: Evolución de cuentas de energía de clientes regulados residenciales, promedio nacional. Fuente: Grupo Energie [10]

Ante esta situación, se vuelve de vital importancia y urgencia el buscar formas de afrontar dichas alzas en las cuentas de electricidad de clientes regulados.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo principal

- Evaluar un mecanismo mediante el cual se incorporan las inyecciones de energía de medios de generación de pequeña escala para satisfacer demanda de clientes regulados y analizar su impacto en la rentabilidad de los contratos de suministro vigentes de empresas generadoras, así como también en los precios que deben traspasar las empresas concesionarias de distribución a clientes regulados.

1.3.2. Objetivos específicos

- Analizar la factibilidad que los medios de generación de pequeña escala abastezcan la demanda de clientes regulados mediante una revisión de su normativa vigente, y a la concerniente a la fijación de precios de nudo y las licitaciones de suministro de energía para satisfacer el consumo de clientes regulados.
- Establecer escenarios de valorización de la energía inyectada por parte de medios de generación de pequeña escala para analizar la sensibilidad del impacto del mecanismo respecto de los niveles de precios de las inyecciones de energía.
- Proponer una metodología de cálculo de los precios de nudo promedio que considere la energía proveniente de medios de generación de pequeña escala y evaluar su impacto en los precios que las empresas concesionarias de distribución pueden traspasar a clientes regulados.
- Proyectar los precios de nudo promedio entre 2025 y 2035, considerando la energía de medios de generación de pequeña escala¹.
- Evaluar el impacto de la metodología propuesta en la rentabilidad de los contratos de suministro vigentes desde el punto de vista de las empresas de generación.
- Realizar recomendaciones a Evol Services sobre la efectividad de la medida estudiada, basadas en los resultados obtenidos.

1.4. Estructura del documento

La estructura de esta memoria se organiza en seis capítulos principales, en cada uno de ellos se aborda un aspecto relevante del estudio realizado. A continuación, se presenta un breve resumen de los contenidos de cada capítulo:

- En el capítulo 1, “Introducción”, se plantea el objeto de estudio, los objetivos y la motivación de incorporar energía PMGD al cálculo de los Precios de Nudo Promedio.

¹Este objetivo no estaba contemplado originalmente en el Tema de Memoria de Titulación (TMT), sin embargo, se incorporó con la finalidad de visualizar de mejor forma la evolución en el tiempo de los efectos de la incorporación de energía de centrales PMGD en el cálculo de los PNP, evitando que variaciones puntuales en un periodo específico distorsionen los resultados y el análisis posterior.

- En el capítulo 2, “Antecedentes y Marco Regulatorio”, se hace una revisión de las centrales PMGD, su definición, panorama actual y regímenes de valorización de sus inyecciones de energía, junto a una revisión de los precios de nudo, especialmente de los PNP. Además, se presenta la metodología de cálculo de las cuentas finales de clientes regulados. Finalmente, se realiza un análisis crítico de la normativa abordada en el capítulo.
- El capítulo 3, “Obtención de Datos” describe las fuentes empleadas y el proceso de obtención, limpieza y sistematización de la información utilizada.
- A continuación, en el capítulo 4, “Metodología”, expone cómo se adapta el modelo de cálculo de la CNE para incluir las inyecciones de PMGD y se detallan los casos de estudio.
- En el capítulo 5, “Resultados”, se presentan y analizan los resultados respecto de las variaciones de los PNP bajo distintos escenarios, así como el impacto de estas variaciones sobre las cuentas finales de clientes regulados y la recaudación de las empresas de generación.
- Finalmente, en el capítulo 6, “Conclusiones”, se comentan los hallazgos más relevantes del estudio y se sintetiza el trabajo realizado.

2. Antecedentes y Marco Regulatorio

Índice del capítulo

2.1.	Resumen del capítulo	5
2.2.	Pequeños Medios de Generación Distribuidos	6
2.2.1.	Definición de Pequeños Medios de Generación Distribuido	6
2.2.2.	Panorama actual de los PMGD en Chile	6
2.2.3.	Regímenes de valorización de inyecciones de energía de PMGD	8
2.3.	Precios de Nudo Promedio	12
2.3.1.	Conceptos previos	12
2.3.2.	Definición de Precio de Nudo Promedio	14
2.3.3.	Cálculo de los Precios de Nudo Promedio	14
2.4.	Cálculo de cuentas finales de clientes regulados	16
2.4.1.	Proporción de cada cargo en la cuenta final	18
2.5.	Resumen y análisis crítico	19
2.5.1.	Normativa relacionada con centrales PMGD	19
2.5.2.	Normativa relacionada con los clientes regulados	20

2.1. Resumen del capítulo

Este capítulo presenta el marco técnico y regulatorio que rige a los PMGD en Chile, destacando su definición, su crecimiento desde 2014 y la predominancia de la tecnología solar fotovoltaica por sus bajos costos y facilidad de implementación. Se describe la distribución geográfica de estas centrales y se explican los regímenes de valorización de sus inyecciones de energía al sistema eléctrico: Costo Marginal instantáneo, Precio Estabilizado y, excepcionalmente, Precio de Nudo de Corto Plazo. Además, se abordan conceptos clave del mercado eléctrico chileno como la clasificación de clientes finales (regulados y libres), el rol de las empresas concesionarias de distribución y los precios de nudo: de largo plazo (PNLP), de corto plazo (PNCP) y promedio (PNP). Se expone la metodología para el cálculo de los PNP desde el punto de vista regulatorio y se presenta el procedimiento para calcular los cargos y montos finales de las cuentas de suministro eléctrico de los clientes regulados. Finalmente, se incorpora un análisis crítico de la normativa vigente que afecta a los PMGD y la normativa relacionada con el suministro de energía para los clientes regulados.

2.2. Pequeños Medios de Generación Distribuidos

Los Pequeños Medios de Generación Distribuidos han cobrado creciente relevancia en el sistema eléctrico chileno, especialmente a partir del impulso a la generación con energías renovables y la descentralización de la matriz energética. En esta sección se describen sus principales características y el contexto de su desarrollo.

2.2.1. Definición de Pequeños Medios de Generación Distribuido

De acuerdo con el Decreto 88, de octubre de 2020, los medios de generación de pequeña escala corresponden a un segmento de instalaciones de generación de energía eléctrica cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9.000 kW. Dentro de este segmento se encuentran los Pequeños Medios de Generación Distribuidos cuyas centrales se encuentran conectadas a instalaciones de una empresa de distribución eléctrica o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público [3].

2.2.2. Panorama actual de los PMGD en Chile

En la última década, el desarrollo de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Chile ha experimentado un crecimiento sostenido y acelerado, impulsado principalmente por el auge de las energías renovables. Como se puede observar en la Fig. 2.1 desde el año 2014, la capacidad instalada de este tipo de proyectos se ha incrementado exponencialmente, pasando de poco más de 200 MW a más de 3.200 MW para finales de 2024. Esta tendencia refleja tanto el interés de inversionistas por aprovechar los beneficios de los regímenes especiales de valorización a los cuales pueden acceder los PMGD, así como también la orientación de políticas públicas hacia una matriz energética más diversificada y descentralizada [11][12].

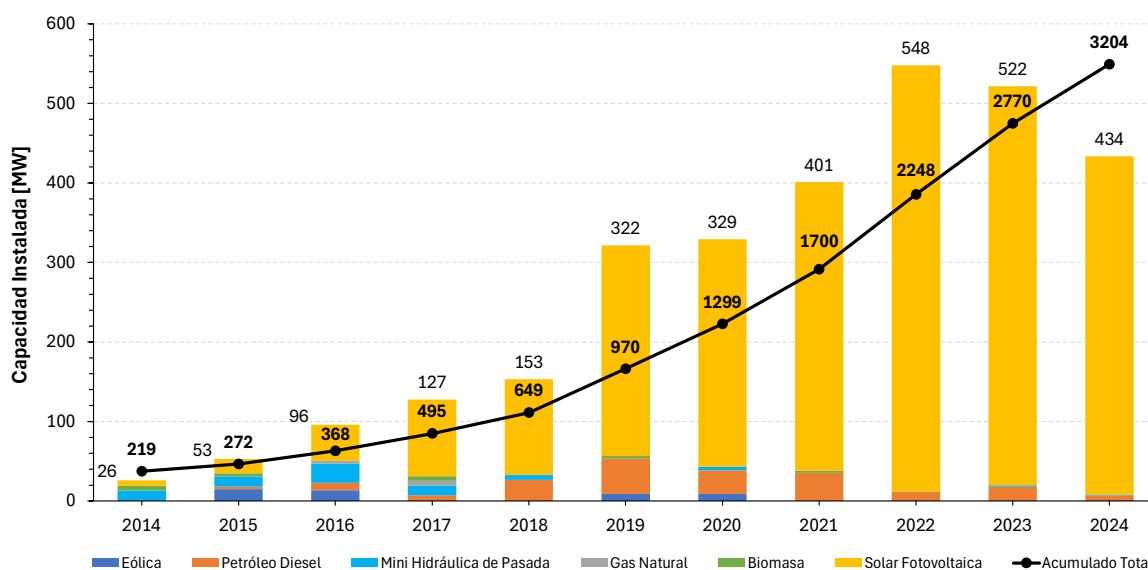


FIGURA 2.1: Capacidad instalada de centrales PMGD por tecnología: nuevos proyectos por año y acumulada total hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [13].

Un elemento característico de este fenómeno ha sido la predominante participación de centrales cuya fuente primaria es la energía solar, específicamente centrales fotovoltaicas, quienes representan más del 83 % de la capacidad instalada total de PMGD, como se muestra en la Fig. 2.2.

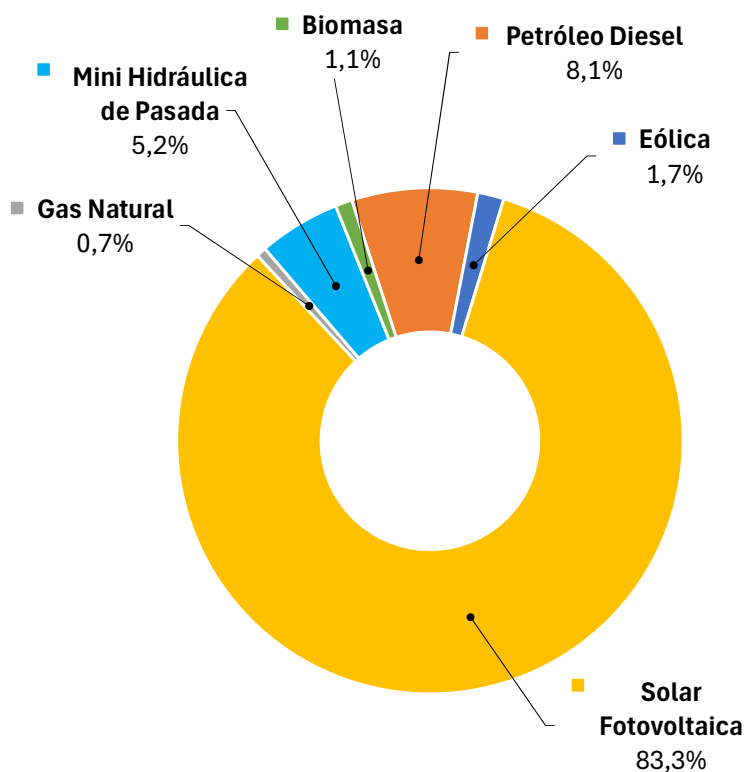


FIGURA 2.2: Capacidad instalada acumulada de centrales PMGD por tecnología hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [13].

La diversidad tecnológica dentro del parque PMGD en Chile, a pesar de ser limitada en lo que a participación relativa se refiere, sigue siendo relevante. Si bien tecnologías como la eólica, mini hidráulica de pasada, biomasa e incluso generación a partir de petróleo diésel o gas natural están presentes en múltiples regiones del país, la capacidad instalada respectiva es significativamente menor en comparación con la solar. Esta marcada predominancia de las centrales fotovoltaicas en el parque de PMGD puede atribuirse a una combinación de factores. En primer lugar, se trata de una tecnología con uno de los costos de inversión más bajos, lo que la convierte en una opción mucho más atractiva en comparación con las demás tecnologías, especialmente en proyectos de pequeña escala. A esto se suma su naturaleza modular, que permite escalar los proyectos según la disponibilidad de terreno, demanda o capacidad de conexión, facilitando su adaptación a diversos contextos territoriales y económicos [14].

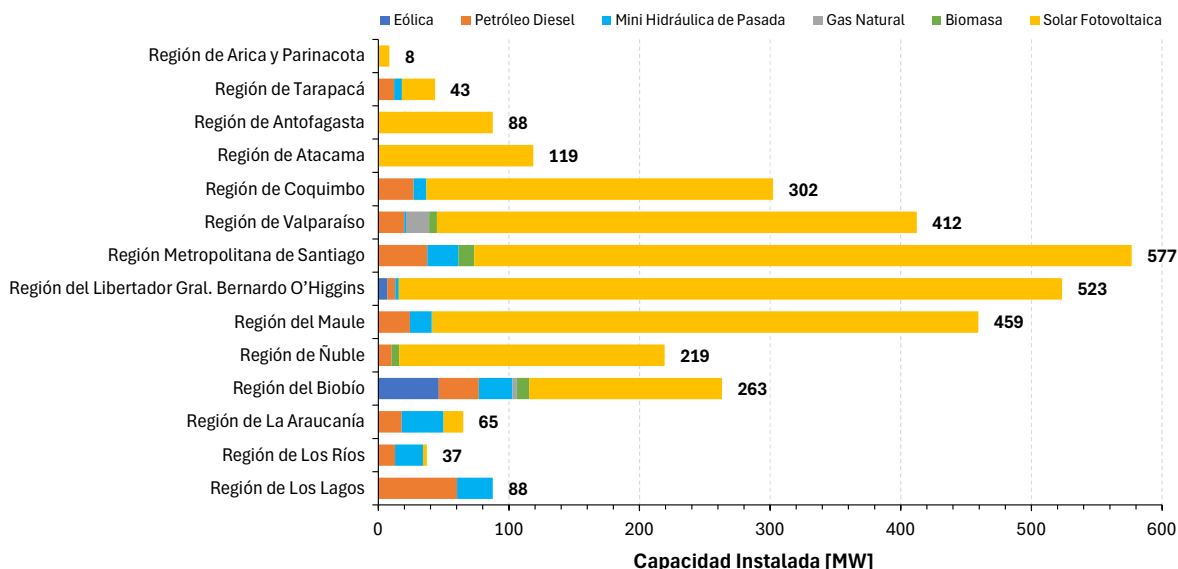


FIGURA 2.3: Capacidad instalada acumulada de centrales PMGD por región hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [13].

Si bien podría asumirse que los PMGD solares tenderían a concentrarse en las regiones con mayor irradiación solar, como ocurre en el norte del país, la Fig. 2.3 evidencia un patrón distinto. La mayor parte de la capacidad instalada de centrales fotovoltaicas se encuentran más centralizadas, específicamente entre las regiones de Coquimbo y Biobío. Una posible explicación para esta distribución geográfica es la cercanía a los centros de consumo, lo que facilita la instalación, conexión y operación de estos proyectos.

2.2.3. Regímenes de valorización de inyecciones de energía de PMGD

El Mercado Spot en Chile es aquel en donde los generadores realizan la compraventa de energía y potencia mediante un sistema marginalista, donde el precio está dado por el Costo Marginal instantáneo del sistema, determinado por la central generadora más cara despachada para satisfacer la demanda en cada instante. De acuerdo con el Decreto 88, de octubre de 2020, que aprueba el Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala [3], las centrales PMGD pueden comercializar su energía directamente en el Mercado Spot al Costo Marginal instantáneo como si se tratase de cualquier otro generador, sin embargo, debido a su escala reducida y con el objetivo de incentivar su desarrollo, estas centrales cuentan con la posibilidad de adscribirse a regímenes especiales de valorización de energía, los cuales se detallan a continuación.

- **Costo Marginal instantáneo (CMg):** corresponde al costo en el que se incurre para suministrar una unidad adicional de energía al sistema, dado un cierto nivel de generación. Alternativamente, dado un nivel de generación, se puede entender como el costo que se evita al dejar de generar la última unidad de energía. Este régimen puede significar mayores ingresos, pero también mayores riesgos, debido a la volatilidad del mismo.

- **Precio Estabilizado (PE):** son calculados por la CNE semestralmente y corresponden a los precios básicos de energía ajustados a la banda de mercado. Se definen para 6 intervalos temporales, los cuales se muestran en la Tabla 2.1.

TABLA 2.1: Intervalos temporales para el cálculo de precios estabilizados. Fuente: Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala [3]

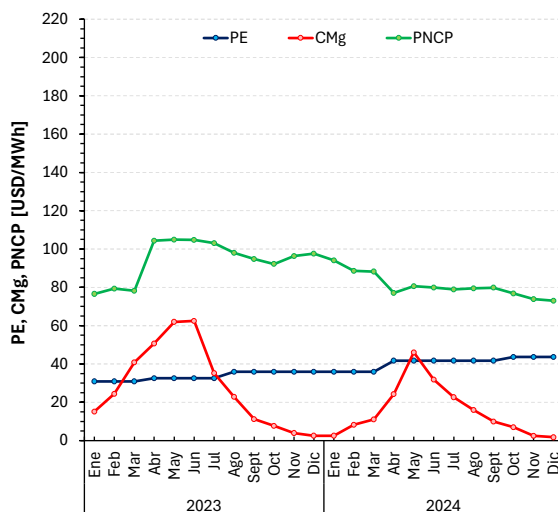
Número de Intervalo	Hora de Inicio	Hora de Término
1	00:00	03:59
2	04:00	07:59
3	08:00	11:59
4	12:00	15:59
5	16:00	19:59
6	20:00	23:59

- **Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP):** adicionalmente y de forma excepcional, las centrales que cumplan con las condiciones establecidas en el artículo 2° transitorio del Decreto 88, de octubre de 2020, podrán optar a un régimen de valorización de inyecciones de energía a Precio de Nudo de Corto Plazo. Este régimen tendrá una vigencia máxima de 165 meses contados desde la fecha de publicación del citado decreto, lo que implica que su término será en julio de 2034.

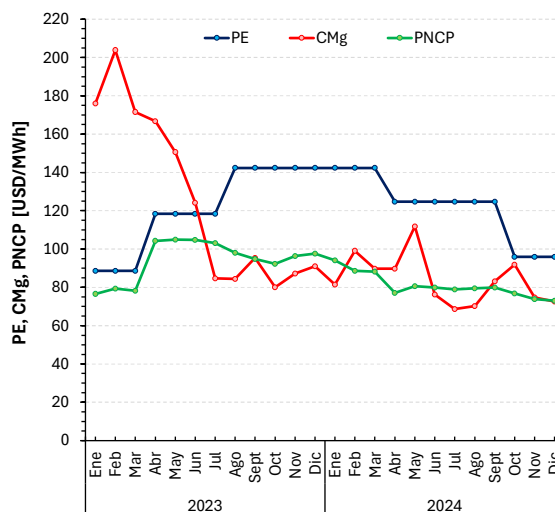
En las figuras Fig. 2.4, 2.5 y 2.6 se presenta la comparación mensual entre el Precio Estabilizado, el Costo Marginal y el Precio de Nudo de Corto Plazo entre enero de 2023 y diciembre de 2024, para las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV, ubicadas en las regiones de Antofagasta, Valparaíso y Los Lagos, respectivamente. Para el PE y CMg se considera el promedio de cada uno dentro de los intervalos correspondientes al horario solar (intervalos 3, 4 y 5) y no solar (intervalos 1, 2 y 6), según lo que se detalla en la Tabla 2.1, esto con el objetivo de que la comparación sea lo más precisa posible.

El análisis comparativo entre PE, CMg y PNCP permite identificar patrones consistentes. A nivel regional, las barras ubicadas en la zona norte y central (Crucero 220 kV y Quillota 220 kV) presentan perfiles similares: durante el horario solar y en los meses de primavera y verano, los CMg tienden a disminuir, en parte debido a la mayor disponibilidad de generación solar, mientras que en los meses de otoño e invierno muestran un aumento considerable. El PNCP, en tanto, se mantiene sistemáticamente por encima del PE y de los CMg durante el horario solar, actuando como un valor de referencia más estable para los PMGD que se acogen a este régimen de valorización. Por su parte, el PE opera como un umbral intermedio. En horario no solar, el CMg, si bien presenta una mayor volatilidad, tiende a situarse en niveles cercanos al PNCP, siendo ambos superados por el PE a partir de mediados de 2023.

Barra Crucero 220 kV (Región de Antofagasta)



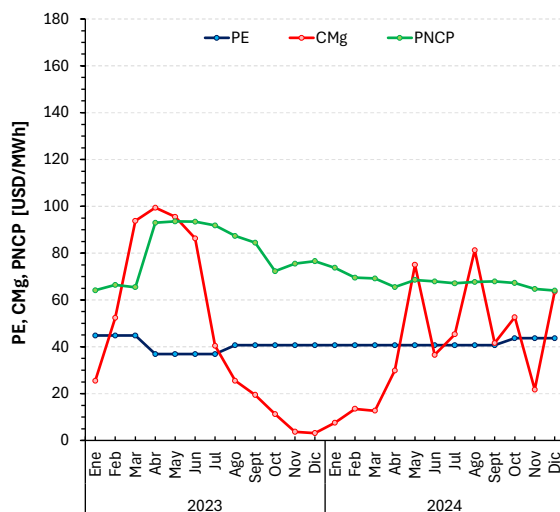
(A) Horario solar.



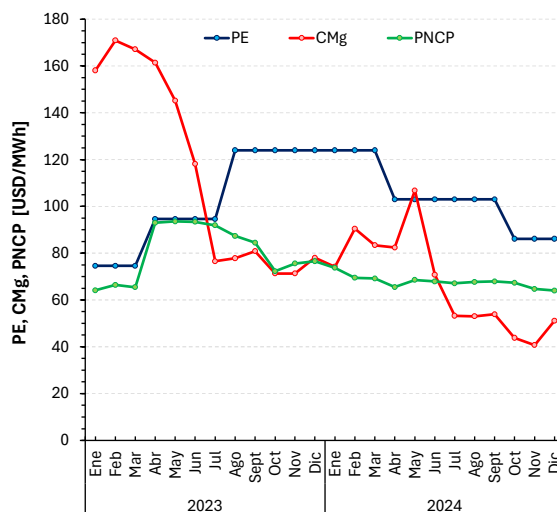
(B) Horario no solar.

FIGURA 2.4: Comparación PE, CMg y PNCP en la barra Crucero 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN [15] y CNE [16].

Barra Quillota 220 kV (Región de Valparaíso)



(A) Horario solar.



(B) Horario no solar.

FIGURA 2.5: Comparación PE, CMg y PNCP en la barra Quillota 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN [15] y CNE [16].

En contraste, el comportamiento que se presenta en la barra Puerto Montt 220 kV es distinto. En este caso, la diferencia entre los horarios solar y no solar es poco significativa, y los tres precios analizados mantienen un comportamiento similar a lo largo del día, evidenciando la ausencia de generación solar en esta zona. El PE y el PNCP se mantienen estables y con valores muy cercanos durante todo el periodo analizado, mientras que el CMg presenta una mayor variabilidad, no obstante, a partir de mediados de 2023 comienza a fluctuar en torno a los valores del PE y del PNCP.

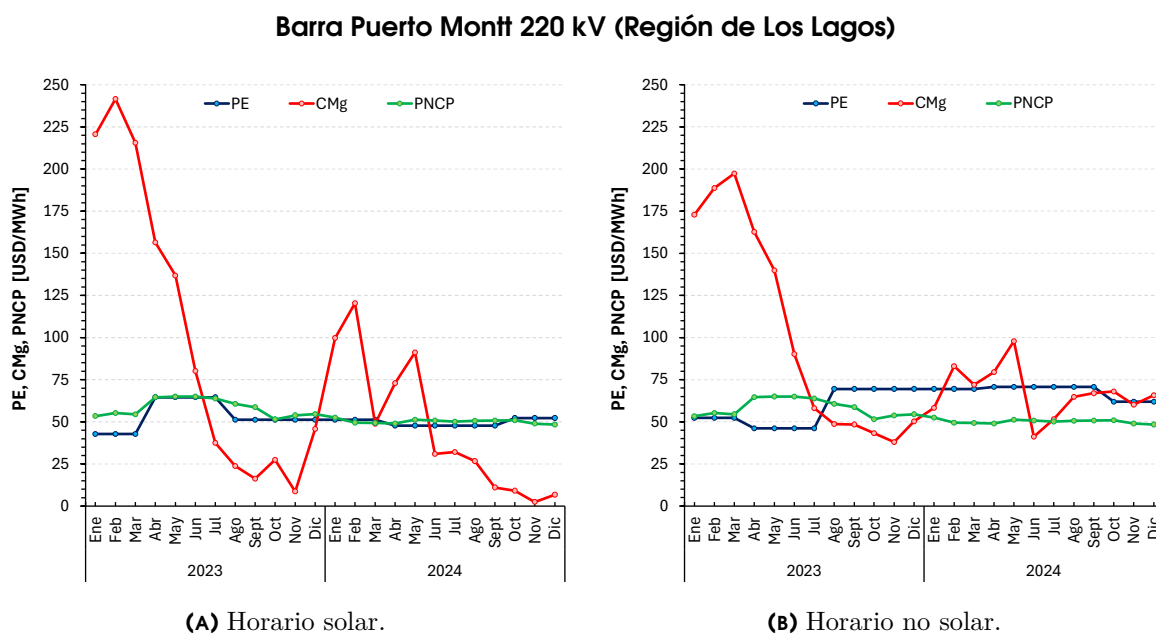


FIGURA 2.6: Comparación PE, CMg y PNCP de barra Puerto Montt 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN [15] y CNE [16].

En la Fig. 2.7 se muestra la distribución de las centrales PMGD según el régimen de valorización de sus inyecciones de energía. La elección de dicho régimen no es aleatoria, sino que responde a consideraciones económicas y operativas que dependen de la tecnología y del perfil de generación de cada central. Según la distribución actual, la mayoría de los proyectos, exactamente un 67 %, opta por el régimen de Precio de Nudo de Corto Plazo, mientras que un 31,42 % se acoge al Costo Marginal instantáneo, y un marginal 1,53 % por ciento opta por valorizar sus inyecciones de energía bajo el régimen de Precio Estabilizado.

Esta fuerte inclinación hacia el PNCP se explica, en buena parte, por la composición tecnológica del parque PMGD, donde las centrales solares fotovoltaicas representan el 83,3 % del total, como se observó anteriormente en la Fig. 2.2. Dado que estas centrales generan exclusivamente durante las horas de alta irradiación solar (horario solar), y que durante ese período los costos marginales tienden a disminuir por la alta oferta, el régimen de valorización por CMg puede resultar más riesgoso y menos atractivo. En cambio, el PNCP, el cual se sitúa por sobre el CMg en casi todo momento, permite a los proyectos solares obtener ingresos más estables y, en promedio, más altos durante su ventana efectiva de generación.

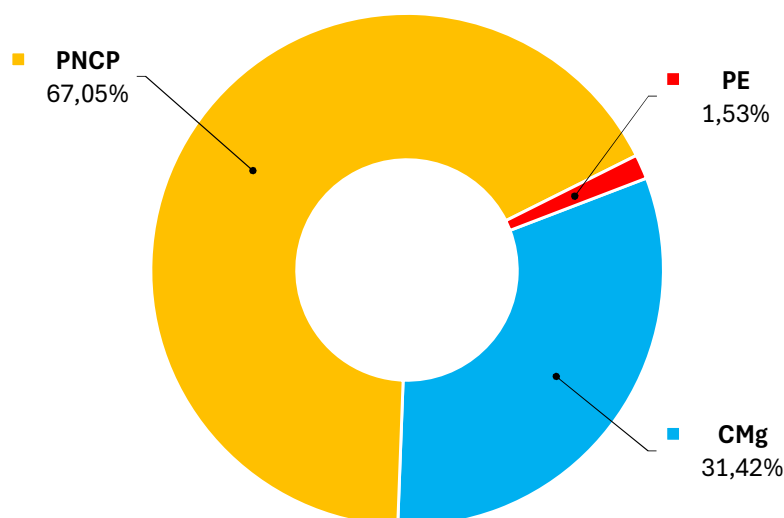


FIGURA 2.7: Distribución de centrales por régimen de valorización de inyecciones de energía. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN [17].

2.3. Precios de Nudo Promedio

Los Precios de Nudo Promedio surgen de las modificaciones que introdujo la Ley 20.018 del 2005 al Decreto con Fuerza de Ley N°1 (refundido en el DFL N°4, LGSE) en donde se establece que las empresas concesionarias de distribución deben contar permanentemente del suministro de energía para abastecer la demanda de usuarios regulados, para lo cual deberán llevarse a cabo licitaciones públicas cuyas bases serán aprobadas por la CNE [18]. Posteriormente, la Ley 20.805 del 2015 modifica al Decreto con Fuerza de Ley N°4, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados. Los PNP se aplican desde enero de 2010, fecha en la cual entraron en vigencia los primeros contratos de suministro licitados.

2.3.1. Conceptos previos

Antes de abordar la definición y el cálculo del PNP es necesario presentar algunos conceptos previos que son fundamentales para entender a quien se le aplican estos precios de nudo y cómo se determinan.

2.3.1.1 Clasificación de clientes finales

En el mercado eléctrico chileno, la demanda de energía se clasifica en dos tipos de clientes finales: clientes no sometidos a fijación de precios, denominados clientes libres y clientes sometidos a fijación de precios, denominados clientes regulados. Si bien las características que debe reunir un usuario para ser clasificado en alguna de estas categorías, así como también el sistema eléctrico en el que se encuentra, son más amplias que lo que aquí se expone, las definiciones presentadas resultan suficientes para los fines de esta memoria.

- **Clientes libres:** son aquellos usuarios cuya potencia conectada supera los 5.000 kW. En consecuencia la LGSE dispone de libertad de precios para ellos, asumiendo que estos poseen capacidad de negociación y pueden proveerse de energía eléctrica de otras formas, tales como la autogeneración o el abastecimiento directo desde empresas de generación.
- **Clientes regulados:** son aquellos usuarios ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten a instalaciones de distribución mediante líneas de su propiedad o de terceros y cuya potencia conectada sea igual o inferior a 5.000 kW. Este tipo de clientes se consideran en un sector en donde las características del mercado corresponden a un monopolio natural y, por lo tanto, la LGSE dispone que su suministro de energía eléctrica esté sujeto a fijación de precios.
- Adicionalmente, los clientes finales cuya potencia conectada se encuentre entre 300 y 5.000 kW pueden optar por alguno de los dos regímenes antes descritos, por un periodo de permanencia en cada régimen de al menos 4 años [1].

En la Fig. 2.8 se presenta la cantidad de clientes regulados por empresa de distribución y subsistema de transmisión zonal. Esta información permitirá posteriormente evaluar la cantidad de usuarios que serían afectados por la incorporación de los PMGD en el cálculo de los PNP.

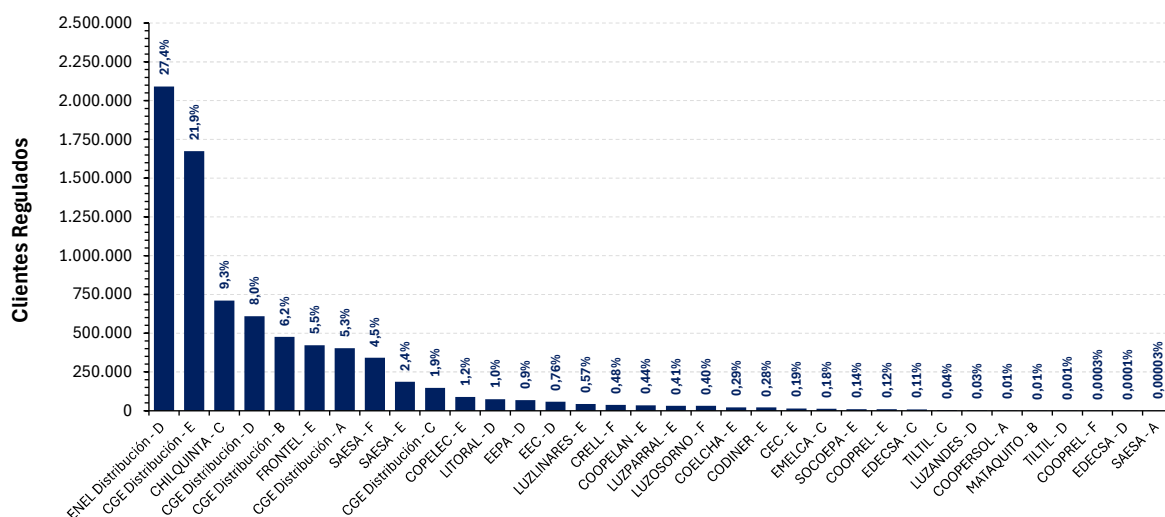


FIGURA 2.8: Cantidad de clientes regulados por empresa de distribución y subsistema de transmisión zonal. Fuente: Energía Abierta [19].

2.3.1.2 Precios de Nudo de Largo Plazo

El consumo de energía eléctrica por parte de los clientes regulados es abastecido por las empresas concesionarias de distribución, las cuales adquieren dicha energía mediante contratos de suministro celebrados con empresas generadoras, producto de procesos de licitación pública. En estos contratos de suministro se establece, entre otros aspectos, el precio base que la empresa distribuidora deberá pagar por la energía consumida por sus clientes regulados, así como también las fórmulas de indexación que permiten ajustar dicho precio en función de la

evolución de determinadas variables económicas. El precio base de la energía, una vez indexado, es el que se conoce como Precio de Nudo de Largo Plazo.

2.3.1.3 Precios de Nudo de Corto Plazo

De acuerdo al artículo 10 del Decreto 86, del 2013, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo, los Precios de Nudo de Corto Plazo se definen como un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Los cuales, debido a su naturaleza, estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros [2].

2.3.2. Definición de Precio de Nudo Promedio

El Precio de Nudo Promedio es uno de los precios que las concesionarias de distribución eléctrica traspasan a los clientes regulados que se encuentran conectados a las instalaciones de distribución que se encuentran dentro de su zona de concesión. Este precio corresponde a los precios de energía y potencia a nivel de generación-transporte, que resultan de promediar los PNLP vigentes, de acuerdo a los respectivos contratos suscritos en las licitaciones públicas de suministro.

Los PNP son fijados por el Ministerio de Energía, previo informe de la CNE, mediante un decreto con motivo de:

- La fijación semestral de PNCP, a más tardar el 30 de abril y el 30 de octubre de cada año.
- La indexación de algún contrato de suministro vigente.
- La entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro.

La vigencia de los PNP es semestral. No obstante lo anterior, una vez vencido el periodo de vigencia, estos, seguirán vigentes hasta la publicación en el Diario Oficial de un decreto que fije los nuevos precios.

2.3.3. Cálculo de los Precios de Nudo Promedio

En esta sección se describe el procedimiento general para el cálculo de los PNP, basado en la normativa vigente. Cabe señalar que este procedimiento no incluye todos los detalles específicos que pueden surgir en la práctica, y debe entenderse como una guía orientativa dentro del marco regulatorio actual. Este procedimiento se encuentra establecido en los artículos 157° y 158° de la LGSE [1] y Título IV del Decreto 86, del 2013 [2].

1. Se calcula el promedio de los PNLP ponderados por el volumen de suministro correspondiente para cada distribuidora. Tomando en cuenta que los contratos de suministros firmados con anterioridad a la dictación de la ley 20.018, del 2005, se valorizan al PNCP. No obstante, se consideran de igual forma que el resto de contratos para el cálculo de los PNP.

2. En el caso de que alguno de los precios de alguna distribuidora supere por más del 5 % al promedio ponderado de los precios de energía de todas las distribuidoras de los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 200 MW, este se ajusta de modo de eliminar dicho exceso, el que será absorbido a través de un recargo por los PNP de las demás distribuidoras a prorrata de la respectiva energía suministrada a clientes regulados. Esto se realiza de forma iterativa hasta que los PNP de todas las distribuidoras cumplan con lo anterior.
3. En las comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplica un descuento en la componente de energía del PNP en función de un Factor de Intensidad, el cual corresponde al cociente entre la capacidad instalada en kilowatts y el número de clientes regulados de dicha comuna, de acuerdo a la Tabla 2.2.

TABLA 2.2: Descuento según factor de intensidad. Fuente: LGSE [1].

Máximo Factor de Intensidad (KW/N°CR)	Mínimo Factor de Intensidad (KW/N°CR)	Descuento (%)
	>2.000	50,00
2.000	>1.500	45,00
1.500	>1.000	40,00
1.000	>350	35,00
350	>75	17,50
75	>15	8,75
15	2,5	4,38

Los descuentos señalados son absorbidos por los clientes regulados de comunas no intensivas en generación, a través de un cargo en la componente de energía del PNP.

4. Además de lo anterior, en las comunas en donde se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5 % de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los sistemas de capacidad instalada superior a 200 MW, se aplica un descuento adicional de acuerdo con la Tabla 2.3.

TABLA 2.3: Descuento según porcentaje de aporte sobre energía generada. Fuente: LGSE [1].

Máximo aporte sobre energía generada (%)	Mínimo aporte sobre energía generada (%)	Descuento (%)
	>15	25
15	>10	20
10	>5	15

El procedimiento de cálculo de los PNP, desde un punto de vista práctico, se describe en el Capítulo 4 haciendo uso del modelo de cálculo desarrollado por la CNE.

2.4. Cálculo de cuentas finales de clientes regulados

Para estimar el efecto de la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD en las cuentas finales de los clientes regulados, es necesario considerar que el monto total a pagar no solo incluye el cargo por la energía consumida, el cual depende directamente del PNP de la distribuidora respectiva, calculado y proyectado en este trabajo, sino que también incluye diversos cargos adicionales. Sin embargo, el cálculo y la proyección de estos otros componentes exceden los alcances de esta memoria. No obstante lo anterior, resulta útil realizar una estimación aproximada de los montos finales que pagan los clientes regulados, utilizando valores recientes disponibles para estos cargos adicionales.

Los cargos incluidos en el cálculo del monto final dependen de la tarifa contratada por cada cliente. En esta memoria, se decidió tomar como referencia la tarifa BT1a, dado que es la más común en el caso de clientes regulados residenciales. De acuerdo con el Decreto 5T, de abril de 2025, la tarifa BT1a corresponde a una tarifa simple en baja tensión, destinada a usuarios que cuenten con al menos medición de energía y cuya potencia conectada sea menor o igual a 10 kW, o que dispongan de un limitador de potencia que garantice dicha condición.

Las boletas finales por suministro eléctrico de clientes regulados con tarifa BT1a incluyen los cargos que se detallan a continuación [20].

- **Cargo fijo mensual (\$/mes):** de acuerdo con la resolución exenta N°908, de la CNE, de diciembre de 2022, este cargo está destinado a cubrir los costos de lectura de medidor de energía, los costos de facturación y cobranza, y demás costos de atención al cliente independiente del consumo eléctrico [21].
- **Cargo por transmisión (\$/kWh):** de acuerdo con la resolución exenta N°333, de la CNE, de junio de 2025 [22], este cargo tiene por objetivo el pago por el uso de los sistemas de transmisión, el cual se conforma por las siguientes componentes:
 - Cargo asociado al segmento de transmisión Nacional.
 - Cargo asociado al segmento de transmisión Zonal.
 - Cargo asociado al segmento de transmisión dedicada utilizada por parte de clientes regulados.
 - Cargo asociado a exenciones a que se refiere el numeral x. de la letra D. del artículo vigesimoquinto transitorio de la ley 20.936.
 - Cargo asociado a pagos por retiro a que se refiere el literal b) del numeral ix. de la letra D. del artículo vigesimoquinto transitorio de la ley N° 20.936 (clientes no individualizados).
 - Cargo asociado a infraestructura de servicios complementarios.
 - Cargo asociado a los sistemas de transmisión para polos de desarrollo.
 - Cargo asociado a interconexiones internacionales de servicio público.
- **Cargo por servicio público (\$/kWh):** de acuerdo con el artículo 212-13 de la LGSE, el cargo por Servicio Público está destinado a financiar el presupuesto del CEN, del Panel de Expertos y el estudio de franjas que establece el artículo 93 de la misma ley.

- **Cargo por fondo de estabilización de tarifas (\$/kWh):** de acuerdo con el artículo 212-14 de la LGSE, introducido por la ley 21.472, de agosto de 2022 [7] y modificado por la ley 21.667, de abril de 2024 [9], este cargo adicional al cargo por servicio público, tiene por objetivo estabilizar las tarifas de clientes regulados y el pago de los saldos originados por la aplicación de las leyes 21.185 y 21.472.

Este cargo se aplica por tramos, los cuales se definen de acuerdo con el consumo mensual de energía del cliente, como se muestra a continuación en la Tabla 2.4.

TABLA 2.4: Cargo por fondo de estabilización de tarifas. Fuente: Ley 21.472 [7].

Tramos (kWh)				Cargo (\$/kWh)
	E	≤	350	0
350	<	E	≤ 500	0,892
500	<	E	≤ 1000	2,007
1000	<	E	≤ 5000	2,787
5000	<	E		3,121

- **Cargo por energía (\$/kWh):** cargo asociado al consumo de energía eléctrica. Este corresponde al PNP asociado a la comuna respectiva multiplicado por los factores de expansión de pérdidas de energía en los sistemas distribución en baja y alta tensión. Este cargo es el único que se verá directamente afectado por la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD en el cálculo de los PNP.
- **Cargo por compras de potencia (\$/kWh):** este cobro está asociado al pago por la potencia instantánea provista por las empresas de generación generadores para cubrir la demanda máxima de los clientes. Dado que la tarifa BT1a no requiere medición de potencia, se convierte el costo asociado a esta potencia en un valor unitario por kWh consumido.
- **Cargo por potencia base en su componente de distribución (\$/kWh):** este cargo está asociado a los requerimientos de la infraestructura de distribución necesaria para abastecer los consumos del cliente de forma continua, es decir, que los conductores, transformadores, protecciones y demás elementos de la red de distribución tengan la capacidad necesaria para satisfacer la demanda del cliente. Al igual que el cargo por compras de potencia, este cargo se convierte en un valor unitario por kWh consumido para tarifas como la BT1a, para las cuales no se requiere medición de potencia. Asociado a este cargo, el artículo 191 de la LGSE establece un Mecanismo de Equidad Tarifaria, cuyo objetivo es asegurar que las tarifas máximas cobradas por las empresas de distribución a sus clientes regulados no superen el promedio simple de dichas tarifas, incrementado en un 10 %, calculado sobre un consumo tipo.
En los casos en que una tarifa exceda ese umbral, se le aplica un descuento, el cual es compensado mediante recargos aplicados a las tarifas que sí cumplen con la condición. Tanto los descuentos como los recargos se aplican a través de los Factores de Equidad Tarifaria (FETR), no obstante, en el caso específico de los recargos, estos se asignan de manera proporcional al consumo promedio mensual de energía del cliente, considerando el año calendario anterior, como se detalla en la Tabla 2.5.

TABLA 2.5: Proporción de recargo por Mecanismo de Equidad Tarifaria. Fuente: LGSE [1].

Tramos (kWh)				Proporción Recargo
	E	≤	200	0%
200	<	E	≤ 210	20%
210	<	E	≤ 220	40%
220	<	E	≤ 230	60%
230	<	E	≤ 240	80%
240	<	E		100%

2.4.1. Proporción de cada cargo en la cuenta final

Como se comentó en la subsección anterior, la cuenta final de suministro eléctrico consta de múltiples cargos. A raíz de esto, es relevante conocer la proporción que representa cada uno de ellos en el monto total a pagar y, de este modo, comprender el impacto relativo que puede tener la variación del PNP en el monto final.

Para esto, se tomó como ejemplo las tarifas correspondientes a 5 comunas del país, cuya zona de concesión perteneces a distintas empresas de distribución: Viña del Mar (CHILQUINTA), La Florida (ENEL), San Bernardo (CGE), Pitrufquén (FRONTEL) y Osorno (SAESA). En la Tabla 2.6 se muestran el detalle de las cuentas finales asociadas a clientes regulados con tarifa BT1a en estas comunas, para el periodo 2025-2, considerando un consumo mensual de 150 kWh.

TABLA 2.6: Montos asociados a cargos de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 150 kWh. Fuente: elaboración propia.

Cargos	CHILQUINTA Viña del Mar	ENEL La Florida	CGE San Bernardo	FRONTEL Pitrufquén	SAESA Osorno
Fijo mensual	\$ 1.197	\$ 699	\$ 1.024	\$ 1.256	\$ 1.186
Transmisión	\$ 4.500	\$ 2.325	\$ 2.325	\$ 3.445	\$ 4.563
Servicio público	\$ 118	\$ 118	\$ 118	\$ 118	\$ 118
Fondo estabilización de tarifas	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Energía	\$ 20.992	\$ 17.198	\$ 17.148	\$ 16.241	\$ 12.982
Compras de potencia	\$ 5.366	\$ 4.415	\$ 4.602	\$ 3.775	\$ 4.626
Potencia en su componente de Dx	\$ 5.627	\$ 3.479	\$ 4.887	\$ 12.385	\$ 8.933
Cuenta Final	\$ 37.800	\$ 28.234	\$ 30.102	\$ 37.219	\$ 32.408

A partir de los datos presentados en la Tabla 2.6, se calculó la proporción que representa cada cargo en el monto total a pagar, como se muestra en la Tabla 2.7. Se observa que el cargo por energía, el cual es afectado por el PNP, es el que tiene mayor peso en la cuenta final, representando aproximadamente entre un 40 y un 60 % del total, dependiendo de la

comuna. Esto quiere decir que cualquier variación en el PNP tendrá un impacto significativo en el monto final a pagar por los clientes regulados, pero en cualquier caso, el impacto total estará atenuado por la presencia de los otros cargos que componen la cuenta final.

TABLA 2.7: Proporción de cargos respecto del total de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 150 kWh. Fuente: elaboración propia.

Cargos	CHILQUINTA Viña del Mar	ENEL La Florida	CGE San Bernardo	FRONTEL Pitrufquén	SAESA Osorno
Fijo mensual	3,2 %	2,5 %	3,4 %	3,4 %	3,7 %
Transmisión	11,9 %	8,2 %	7,7 %	9,3 %	14,1 %
Servicio público	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,3 %	0,4 %
Fondo estabilización de tarifas	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Energía	55,5 %	60,9 %	57,0 %	43,6 %	40,1 %
Compras de potencia	14,2 %	15,6 %	15,3 %	10,1 %	14,3 %
Potencia en su componente de Dx	14,9 %	12,3 %	16,2 %	33,3 %	27,6 %

Dado que el cargo por fondo de estabilización de tarifas y el cargo por potencia base en su componente de distribución dependen de los tramos en el que se encuentre el consumo de energía del cliente, la proporción que representa cada cargo en la cuenta final varía en función de ello. No obstante, la proporción representada por el cargo por energía se mantiene relativamente constante, para cada comuna, independiente del tramo de consumo considerado.

En las Tablas B.1, B.2, B.3 y B.4 se presenta el detalle de los cargos asociados a las cuentas finales y la proporción que representa cada uno de ellos respecto del monto total, considerando consumos mensuales de 235 kWh y 600 kWh (Ver Anexos B.1 y B.2).

2.5. Resumen y análisis crítico

Más allá de la descripción de la normativa vigente, en esta sección se presenta un análisis crítico de sus implicancias, destacando aquellos aspectos que podrían generar distorsiones o ineficiencias en el mercado eléctrico, específicamente en relación con las temáticas abordadas en esta memoria.

2.5.1. Normativa relacionada con centrales PMGD

Si bien el desarrollo de los Pequeños Medios de Generación Distribuida ha contribuido a diversificar la matriz energética y a expandir la participación de energías renovables, la normativa que los regula ha generado incentivos distorsionados que afectan la competencia y la eficiencia del sistema. En particular, el régimen de precio estabilizado permite que los PMGD inyecten energía “como si tuviesen un contrato”, pero sin enfrentar los riesgos y costos que asumen los generadores de mayor escala. Esto ha promovido una sobreinstalación de proyectos solares fotovoltaicos, concentrados en horas de baja valorización económica, lo que no

responde a las necesidades reales del sistema y, al contrario, incrementa los pagos laterales que finalmente recaen en los consumidores. Esto último debido a que, a raíz del régimen de precio estabilizado, se generan compensaciones a favor de los PMGD, por las diferencias entre el costo marginal y el precio estabilizado en las respectivas barras de inyección de energía, las cuales deben ser pagadas por todos los que retiran energía del sistema a prorrata de esta. Además, la normativa actual no asegura neutralidad en estas compensaciones por precio estabilizado, permitiendo que los PMGD acumulen beneficios netos que refuerzan una ventaja artificial frente a otros actores.

2.5.2. Normativa relacionada con los clientes regulados

2.5.2.1 Contratos de suministro a largo plazo

Los contratos de suministro a largo plazo constituyen un pilar fundamental del suministro de energía para clientes regulados. Su principal beneficio radica en la estabilidad de precios que ofrecen, al permitir que generadoras y distribuidoras acuerden condiciones de suministro que aseguren certidumbre en el costo de la energía durante varios años. Esto favorece la planificación de las empresas y protege a los consumidores de la alta volatilidad de los precios del mercado spot, especialmente en contextos de crisis o de fuerte variabilidad en los costos de generación.

No obstante, esta misma característica que, por un lado, significa un beneficio para los clientes regulados, por otro, introduce una rigidez temporal que limita la capacidad de las tarifas para reflejar de manera oportuna los cambios en el mercado, como por ejemplo, cambios en la matriz energética. La progresiva incorporación de energías renovables variables ha reducido los costos marginales en el sistema, pero esta disminución no se traspasa inmediatamente a los clientes regulados, ya que los Precios de Nudo Promedio se calculan sobre la base de contratos adjudicados años atrás y actualizados semestralmente con base en índices que no reflejan las disminuciones en los costos marginales del sistema. En consecuencia, se genera un desfase entre el costo real de la energía y el precio que efectivamente pagan los usuarios, debilitando la señal económica que deberían recibir sobre la evolución de precios en el sistema.

Una posible forma de mitigar este desfase sería la implementación de mecanismos de ajuste dinámico, que permitan actualizar parcialmente los precios de suministro en función del panorama vigente del mercado eléctrico, sin desechar por completo la estabilidad que otorgan los contratos de largo plazo, de modo de lograr un equilibrio entre la protección de los clientes frente a la volatilidad y la necesidad de que las tarifas reflejen con mayor oportunidad la evolución real de los costos de generación.

2.5.2.2 Procesos de licitación de suministro

A lo señalado anteriormente se suma un elemento relevante relacionado con los últimos procesos de licitación de suministro, específicamente los procesos de 2023/01 y 2025/01 [23][24]. Esto corresponde a la incorporación de una modificación en la fórmula de indexación del precio de la energía, la cual implica el traspaso de los denominados pagos laterales a los clientes regulados. Este traspaso se materializa a través de un nuevo término que se incluye en dicha fórmula, correspondiente al promedio mensual de costos sistémicos. Este componente adicional abarca conceptos como pagos por servicios complementarios, compensaciones por precio estabilizado de los PMGD (mencionadas previamente), sobrecostos de energía, sobrecostos por

partidas y detenciones, reserva hídrica, compensaciones por impuesto a las emisiones, entre otros que podrían ser incorporados en el futuro con la aprobación de la CNE, todos los cuales se suman al precio base indexado.

De este modo, la normativa no solo traslada directamente estos costos a las tarifas finales mediante el Precio de Nudo Promedio, sino que además profundiza distorsiones previamente identificadas, debilitando el objetivo fundamental de las licitaciones: asegurar un suministro competitivo y a menores precios para los clientes regulados.

2.5.2.3 Congelamiento de tarifas

El congelamiento de tarifas implementado tras el estallido social y posteriormente reforzado durante la pandemia de COVID-19 cumplió, en el corto plazo, un efecto positivo al proteger a los hogares más vulnerables de alzas abruptas en sus cuentas de electricidad [5] [6]. Además, permitió entregar estabilidad social en un contexto marcado por crisis política y sanitaria. No obstante, el mecanismo escogido generó una abultada deuda, cercana a los 6.000 millones de dólares, que hoy se traduce en un alza significativa y prolongada en el tiempo de las cuentas de los clientes regulados, incorporando cargos adicionales como lo son los 22 \$/kWh destinados a extinguir estos saldos. Quizás con medidas alternativas, como esquemas de subsidios cruzados u otros mecanismos de focalización, se habría podido mitigar el impacto social sin trasladar íntegramente los costos hacia el futuro. Como consecuencia, incluso cuando los costos de generación han tendido a la baja en los últimos años, producto entre otros aspectos, por cambios en la matriz energética debido a la introducción de energías renovables, los clientes regulados enfrentan tarifas que permanecen elevadas debido a este arrastre financiero, lo que prolonga este desfase, que se comentó anteriormente, entre la evolución real del sistema eléctrico y los precios que pagan los usuarios.

3. Obtención de Datos

Índice del capítulo

3.1.	Resumen del capítulo	22
3.2.	Proyección de variables para el cálculo de los PNP	23
3.2.1.	Proyección de demanda de clientes regulados	23
3.2.2.	Proyección de inyecciones de energía de PMGD	24
3.2.3.	Proyección de índices de precios de combustibles	25
3.2.4.	Proyección de precios de energía de PMGD	26
3.3.	Identificación de centrales PMGD	30
3.3.1.	Asociación entre centrales PMGD y zonas de concesión	31
3.3.2.	Participación de cada central en la generación total PMGD y punto de conexión al sistema	32
3.3.3.	Distribución de energía PMGD por distribuidora	33
3.4.	Inclusión de nuevos contratos de suministro	34
3.4.1.	Procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01	34
3.4.2.	Proceso de licitación de suministro 2023/01	36

3.1. Resumen del capítulo

En este capítulo se describe el proceso de recopilación y preparación de los datos necesarios para proyectar el Precio de Nudo Promedio hasta 2035. Para ello, se utilizan proyecciones semestrales de demanda de clientes regulados y de generación PMGD provenientes de la CNE y del CEN, respectivamente, las cuales permiten estimar la evolución del consumo y de la oferta distribuida en el sistema. También se incorporan los índices de precios de combustibles publicados por la CNE, fundamentales para actualizar las fórmulas de indexación de los contratos de suministro. Además, se realiza el cálculo y proyección del LCOE, así como también se realiza una proyección de los PNCP basada en datos históricos de subestaciones representativas, considerando la relevancia de ambos como precios de valorización de la energía PMGD. Se identifican las centrales PMGD actualmente en operación y se calcula su participación relativa con el fin de distribuir proporcionalmente las proyecciones de generación. Finalmente, se incorporan manualmente los contratos de suministro ya adjudicados, pero aún no vigentes, los cuales no están considerados en el modelo de cálculo original de la CNE. Todo este trabajo garantiza que el modelo de cálculo del PNP cuente con una base de datos actualizada, coherente y representativa para la proyección de los PNP.

3.2. Proyección de variables para el cálculo de los PNP

Con el objetivo de proyectar los Precios de Nudo Promedio hasta el año 2035, es necesario contar con estimaciones actualizadas y consistentes de las principales variables que forman parte de su cálculo. Estas variables incluyen la demanda esperada por parte de los clientes regulados, las inyecciones proyectadas de energía por parte de los PMGD, los índices de precios de combustibles utilizados en la indexación de los PNLP, y los precios para la valorización de la energía de centrales PMGD. En las siguientes subsecciones se detalla la fuente de información, el criterio de selección y la metodología utilizada para proyectar cada una de estas variables a lo largo del horizonte temporal considerado.

3.2.1. Proyección de demanda de clientes regulados

La proyección de demanda de clientes regulados, se obtiene desde los anexos del Informe de Previsión de Demanda, proceso 2023, elaborado por la CNE [25]. En este informe se entrega una proyección de retiros de energía de forma mensual, para cada concesionaria de distribución y para cada subestación primaria de distribución desde donde se abastece de suministro eléctrico a clientes regulados, desde enero de 2023 hasta diciembre de 2043.

En esta memoria se usará esta proyección de demanda para el periodo comprendido entre 2025 y 2035, con la cual se actualizará el modelo de cálculo de la CNE (ver subsección 4.2.1.2). En la Fig. 3.1 se muestra la evolución de la demanda semestral de energía por parte de la totalidad de los clientes regulados.

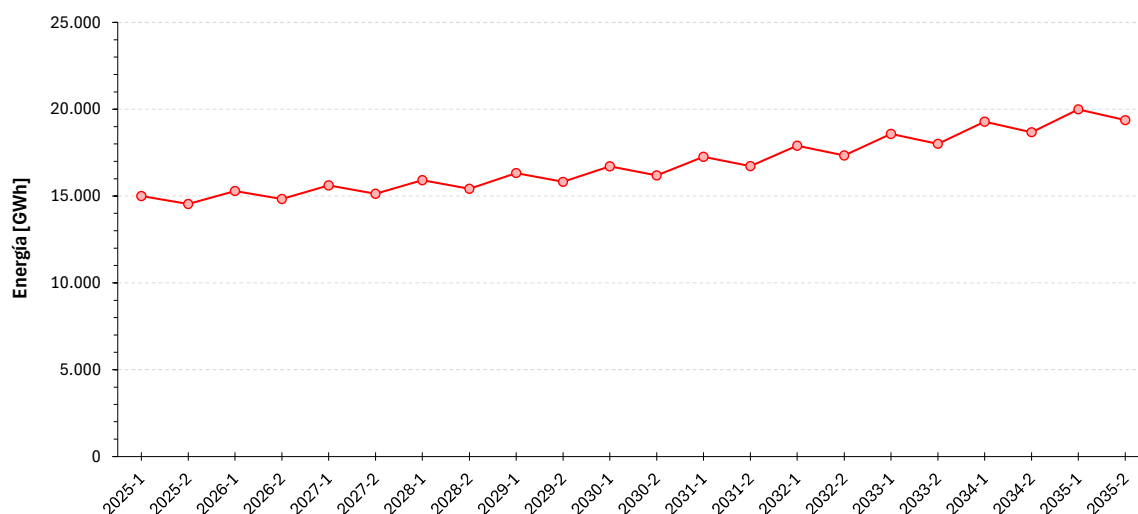


FIGURA 3.1: Proyección de demanda semestral total de clientes regulados. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [25].

Por otro lado, en la Fig. 3.2 se presenta la suma de la demanda regulada proyectada para cada empresa de distribución y subsistema de transmisión zonal, entre los años 2025 y 2035, expresada como porcentaje del total de la demanda de clientes regulados proyectada para dicho período.

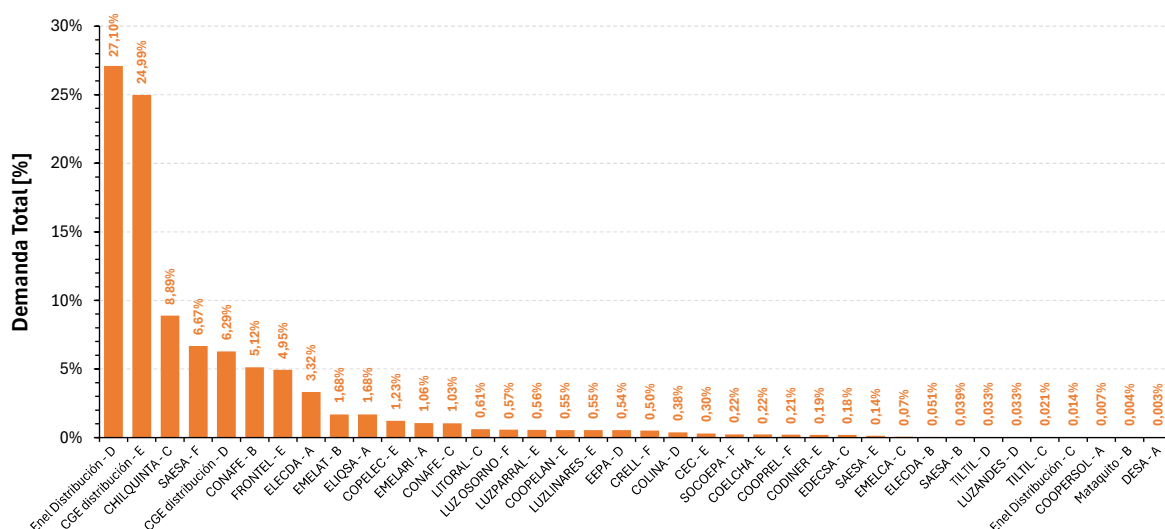


FIGURA 3.2: Suma de la demanda regulada proyectada entre 2025 y 2035, por distribuidora y subsistema de transmisión zonal, expresada como porcentaje del total de demanda proyectada para clientes regulados. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [25].

3.2.2. Proyección de inyecciones de energía de PMGD

La proyección de la energía inyectada al sistema por medios de generación de pequeña escala se extrae desde el Estudio de Proyección de Generación Distribuida del SEN, periodo 2021-2041, el cual forma parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión de 2022 [26].

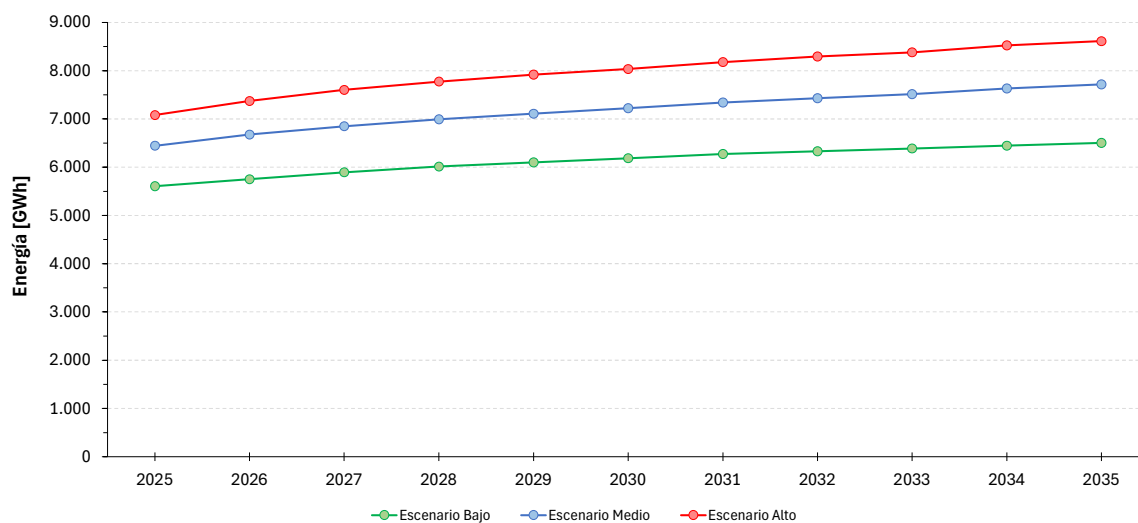


FIGURA 3.3: Proyección de energía de PMGD en el SEN. Fuente: elaboración propia a partir de datos del CEN [26].

En la Fig. 3.3 se muestra la proyección de energía de PMGD en el SEN, para el periodo 2021-2041, a partir de los datos de la Tabla 3.1, los cuales serán usados posteriormente para la inclusión de los PMGD en el cálculo de los PNP (ver subsección 4.2.1.6)

TABLA 3.1: Proyección de energía de PMGD en el SEN. Elaboración propia a partir de datos de datos del CEN [26].

Año	Energía Bajo (GWh)	Energía Medio (GWh)	Energía Alto (GWh)
2025	5.607	6.445	7.081
2026	5.751	6.676	7.370
2027	5.896	6.850	7.601
2028	6.012	6.994	7.775
2029	6.098	7.110	7.919
2030	6.185	7.225	8.035
2031	6.272	7.341	8.179
2032	6.329	7.428	8.295
2033	6.387	7.514	8.382
2034	6.445	7.630	8.526
2035	6.503	7.717	8.613

3.2.3. Proyección de índices de precios de combustibles

Otra variable que forma parte del cálculo de los PNP, son los índices de precios de combustibles. Estos son usados específicamente en la indexación de los precios de nudo de largo plazo. Los índices de precios usados en esta memoria se muestran en la Tabla 3.2, los cuales fueron extraídos desde el Informe de Proyecciones de Precios de Petróleo Crudo, Carbón Térmico y Gas Natural elaborado por la CNE para el periodo 2025-2045 [27] (ver subsección 4.2.1.4).

TABLA 3.2: Índices de precios de combustibles. Fuente: Informe de Proyecciones de Precios de Petróleo Crudo, Carbón Térmico y Gas Natural periodo 2025-2045 [27].

Año	Carbón Térmico (USD/ton)	Gas Natural (USD/MMBTU)	Crudo Brent (USD/bbl)
2025	108,79	7,87	73,28
2026	108,28	7,70	82,78
2027	108,24	7,56	81,69
2028	108,17	7,69	81,07
2029	107,48	7,88	80,81
2030	107,00	8,10	81,11
2031	107,73	8,27	81,69
2032	108,07	8,83	81,15
2033	107,46	9,30	82,61
2034	107,27	9,57	83,35
2035	107,45	9,67	83,68

3.2.4. Proyección de precios de energía de PMDG

Dado que el objetivo principal de esta memoria es evaluar el efecto de incorporar energía proveniente de centrales PMGD en el cálculo del PNP sistémico, resulta fundamental definir una valorización adecuada para dicha energía. Para ello, se consideran dos escenarios de precios: el Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP) y el costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés), los cuales permiten abordar la valorización desde enfoques complementarios.

La valorización de la energía al LCOE se emplea como una base para establecer una cota inferior, ya que este valor representa el precio mínimo al que las centrales PMGD deberían vender su energía para cubrir sus costos de producción y mantenimiento. De este modo, se garantiza que la valorización no sea inferior a sus costos operacionales.

Por su parte, el PNCP se considera como un precio de mercado realista, dado que actualmente muchas centrales PMGD comercializan su energía bajo este régimen, lo que les permite operar de manera rentable. Esto se respalda en el hecho de que la mayoría de las centrales PMGD que inyectan energía al sistema optan por valorizarla al PNCP, como se constató previamente (ver sección 2.2.3).

3.2.4.1 Proyección de Precios de Nudo de Corto Plazo

Como se explicó previamente en la sección 2.3.1.2, los Precios de Nudo de Largo Plazo corresponden a los precios que las empresas distribuidoras pagan a las generadoras por la energía y potencia consumida por los clientes regulados dentro de su zona de concesión, conectados a sus instalaciones de distribución. Si bien esto es cierto en la mayoría de los casos, aún existen contratos de suministro firmados antes de la entrada en vigencia de la Ley 20.018, los cuales establecen el PNCP como precio de la energía y la potencia [18]. Por este motivo, y debido a que el PNCP se usará posteriormente para valorizar las inyecciones de energía de centrales PMGD al incluirlas en la proyección de los PNP, resulta necesario hacer una proyección de los PNCP.

Antes de proyectar los PNCP, a lo largo del periodo de análisis de esta memoria, primero es necesario observar su evolución en el tiempo. Para ello, se utilizaron los datos de los PNCP publicados por la CNE, disponibles en su sitio web [16]. Se usaron los datos de los últimos 24 periodos de cálculo, comprendidos entre el primer semestre de 2013 y el primer semestre de 2025, para 5 nudos principales del sistema, los cuales son: Lagunas 220 kV, Crucero 220 kV, Nogales 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV.

A partir de la Fig. 3.4, se observa que posterior a que se concretase la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017, para conformar el actual Sistema Interconectado Central (SEN), los PNCP, en general presentan una tendencia a mantenerse relativamente constantes, lo cual es interrumpido por un evento de relevancia mundial, como lo es el inicio de la guerra ruso-ucraniana en febrero de 2022. Luego de este evento, el precio de los combustibles aumentó, tal como se muestra en las Fig. 3.5 y 3.6, lo que podría ser una de las razones del aumento considerable de los PNCP. Sin embargo, desde la segunda mitad de 2023, se observa una tendencia sostenida a la baja en los valores del PNCP, lo que sugiere un posible retorno hacia niveles similares a los observados a fines de 2021.

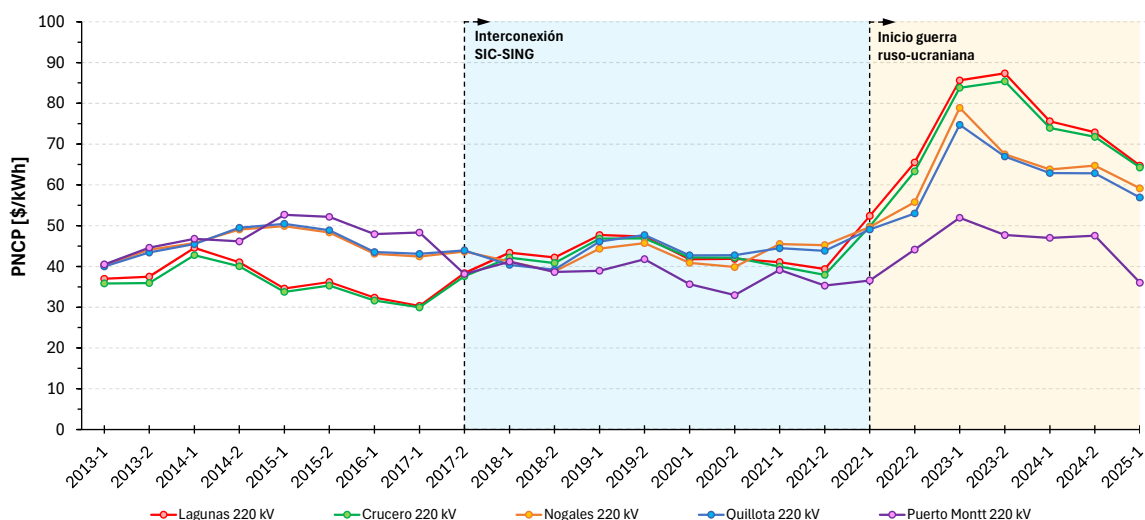


FIGURA 3.4: Valores históricos de los Precios de Nudo de Corto Plazo en las barras Lagunas 220 kV, Crucero 220 kV, Nogales 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [16].

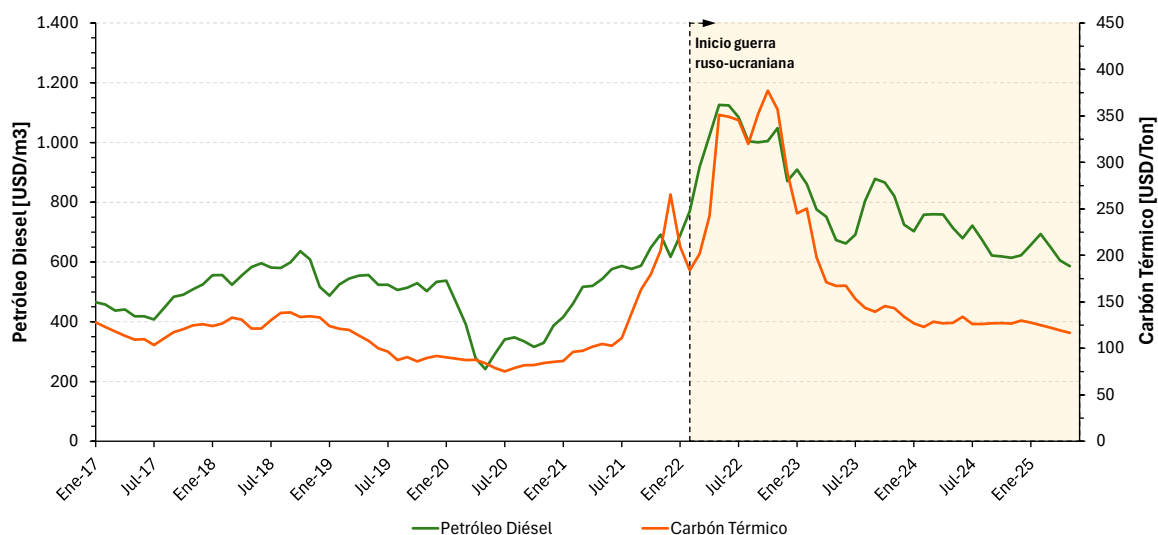


FIGURA 3.5: Evolución de índices de precios de combustibles. Petróleo Diésel (Grado B) y Carbón Térmico (7.000 kcal/kg). Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [28].

Tomando en cuenta que, si no se consideran los efectos de eventos externos difíciles de prever, los PNCP tienden a mantenerse relativamente constantes durante períodos prolongados, y que en los últimos dos años han mostrado una disminución sostenida, para efectos de esta memoria se decidió considerar a los PNCP como valores constantes a partir de los datos más recientes disponibles, los cuales corresponden a los que se incluyen en el Decreto 1T, de 2025 [29].

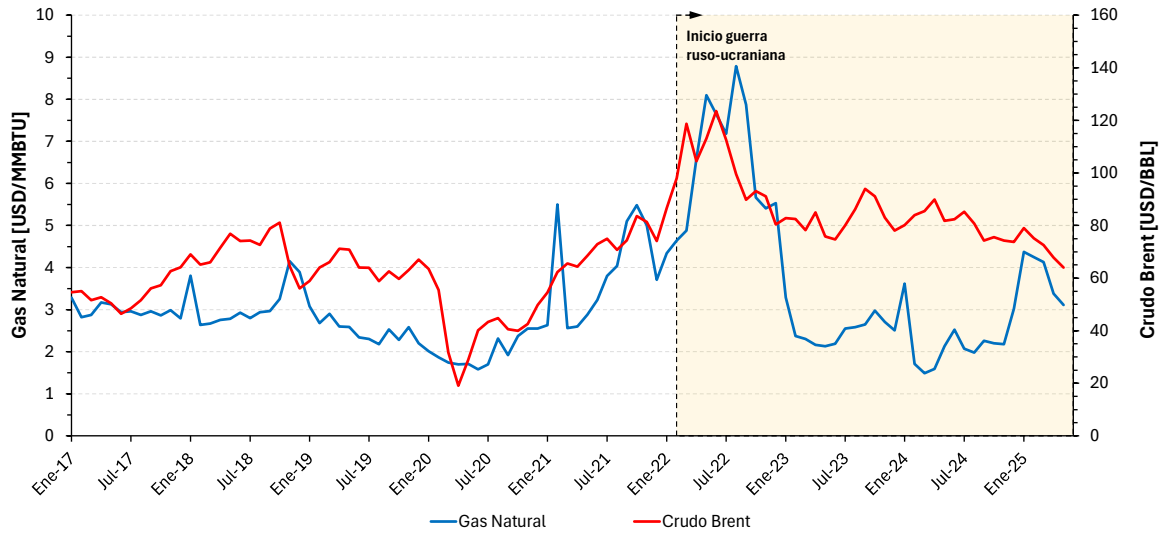


FIGURA 3.6: Evolución de índices de precios de combustibles. Gas Natural (Henry Hub Spot) y Crudo Brent (DTD). Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [28].

3.2.4.2 Cálculo y proyección del costo nivelado de energía

El costo nivelado de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es un indicador que permite estimar el costo promedio por unidad de energía de una central generadora a lo largo de toda su vida útil, usualmente expresado en USD/MWh. Este indicador facilita la comparación entre distintos proyectos y/o tecnologías de generación, y además permite determinar el precio mínimo al que una central de generación debería vender su energía para alcanzar un punto de equilibrio económico, cubriendo así sus costos de producción y mantenimiento. Este último será el uso que se le dará en esta memoria.

El LCOE corresponde a la totalidad de los costos de inversión, operación y mantenimiento de una central, divididos por la energía total que se espera producir durante su vida útil. Matemáticamente, se expresa como se muestra en (3.1).

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{g \cdot (\text{CAPEX}_{g,t} + \text{FOM}_{g,t}) + \text{VOM}_e \cdot E_t}{(1 + \frac{r}{100})^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1 + \frac{r}{100})^t}} \quad (3.1)$$

$$\text{CRF} = \frac{r(1 + \frac{r}{100})^n}{(1 + \frac{r}{100})^n - 1} \quad (3.2)$$

$$\text{CAPEX}_{g,t} = \text{CRF} \cdot \text{CAPEX} \quad (3.3)$$

$$E_t = F_p \cdot g \cdot h_a \quad (3.4)$$

Donde:

- LCOE Costo nivelado de energía [USD/MWh].
- CAPEX_{g,t} Gastos de capital anualizados, por capacidad instalada, durante el año t [USD/MW·año].
- FOM_{g,t} Costos fijos de operación y mantenimiento, por capacidad instalada, durante el año t [USD/MW·año].
- VOM_e Costos variables de operación y mantenimiento, por unidad de energía generada [USD/MWh].
- g Capacidad instalada de referencia [MW].
- E_t Energía generada esperada en año t [MWh/año].
- n Vida útil de la central [año].
- r Tasa de descuento [%].
- CRF Factor de recuperación de capital [1/año].
- CAPEX Gastos de capital total [USD/MW].
- F_p Factor de planta [-].
- h_a Cantidad de horas de un año [h].

Como se observa en la Fig. 2.2, más del 83 % de la capacidad instalada de centrales PMGD corresponde a generación solar fotovoltaica. Por esta razón, el cálculo del LCOE se realizará exclusivamente para esta tecnología, considerando que una desagregación por tecnología de generación tendría un efecto marginal sobre los resultados, dado el bajo peso relativo de otras tecnologías en el parque PMGD.

Para ello, se consideraron los datos que se muestran en la Tabla 3.3.

TABLA 3.3: Datos para el cálculo del LCOE. Fuente: elaboración propia.

Dato	Unidad	Valor
CAPEX	[USD/MW]	946.000
FOM _{g,t}	[USD/MW·año]	1,5 %·CAPEX
VOM _e	[USD/MWh]	0
g	[MW]	3
n	[año]	25
r	[%]	7
F _p	[-]	0,25
H _a	[h]	8.760

Los datos de la tabla 3.3 fueron obtenidos de múltiples fuentes. El CAPEX, FOM, VOM y capacidad instalada de referencia fueron obtenidos desde el Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento, de mayo de 2025, elaborado por la CNE [14]. Para el factor de planta, se utilizó la información contenida en el Boletín Informativo N°18, de 2018, elaborado por la consultora Valgesta Nueva Energía [30]. La tasa de descuento se obtuvo del reporte The Chilean Potential for Exporting Renewable Energy, de 2021, publicado por el Comité Científico de Cambio Climático del Ministerio de Ciencia, Tecnología, Conocimiento e Innovación [31]. Para la vida útil se consideró un valor típico usado en el cálculo del LCOE.

Luego, usando los datos de la Tabla 3.3 en (3.1), (3.2) y (3.4), se obtiene el LCOE de una central PMGD solar fotovoltaica, como se muestra en (3.5).

$$\text{LCOE} = 43,55 \text{ [USD/MWh]} \quad (3.5)$$

De acuerdo a lo que se expresa en [31], se espera que el LCOE de centrales fotovoltaicas disminuya aproximadamente en 62 % entre 2022 y 2050. Aplicando esta misma tendencia al periodo de análisis de esta memoria, se obtiene que el LCOE semestral es el que se muestra en la Tabla 3.4

TABLA 3.4: Proyección del costo nivelado semestral. Fuente: elaboración propia.

Periodo	LCOE (USD/MWh)	Periodo	LCOE (USD/MWh)
2025-1	43,55	2030-2	38,34
2025-2	43,07	2031-1	37,87
2026-1	42,60	2031-2	37,39
2026-2	42,13	2032-1	36,92
2027-1	41,65	2032-2	36,45
2027-2	41,18	2033-1	35,98
2028-1	40,71	2033-2	35,50
2028-2	40,23	2034-1	35,03
2029-1	39,76	2034-2	34,56
2029-2	39,29	2035-1	34,08
2030-1	38,81	2035-2	33,61

3.3. Identificación de centrales PMGD

Para incorporar adecuadamente las inyecciones de energía provenientes de los Pequeños Medios de Generación Distribuida en el cálculo de los Precios de Nudo Promedio, es indispensable identificar, de forma precisa, cuáles son las centrales PMGD actualmente en operación, cuánta energía generan y a qué zonas de concesión están asociadas. Esta información es necesaria

tanto para distribuir proporcionalmente la energía proyectada del parque PMGD como para vincular correctamente cada inyección con la empresa de distribución correspondiente. En esta sección se describe el procedimiento seguido para determinar la participación relativa de cada central dentro del total de generación PMGD y la metodología utilizada para asociar cada instalación con una zona de concesión específica.

3.3.1. Asociación entre centrales PMGD y zonas de concesión

Para cada una de las centrales identificadas en la sección anterior, se determinó su ubicación geográfica y se la vinculó con la zona de concesión correspondiente, lo que permitió asociarla a una empresa concesionaria de distribución. Este proceso se llevó a cabo a partir de distintas fuentes de información.

En primer lugar, se utilizó la información publicada por la CNE sobre la capacidad instalada de generación [13]. Este documento reúne antecedentes de todas las centrales existentes en el sistema, incluyendo las PMGD. Si bien en él se encuentra la empresa de distribución asociada a la mayoría de estas centrales, no es posible obtener la información requerida para todas, ya sea por la ausencia de datos o porque algunas no se encuentran registradas en dicho documento.

Debido a lo anterior, se utilizó como segunda fuente los documentos publicados por las empresas distribuidoras correspondientes al proceso BADX, disponibles en la sección Transferencia de Archivos de la Plataforma Mercados del CEN [32]. Estos documentos detallan las centrales PMGD conectadas a los alimentadores de cada distribuidora.

Como tercera fuente, se utilizaron los Balances Físicos a nivel de distribución, incluidos en los Antecedentes de Cálculo para las Transferencias Económicas del CEN [17]. Estos documentos entregan información sobre las inyecciones y retiros de energía en cada una de las subestaciones primarias de distribución del sistema. Se analizaron especialmente aquellos casos en que se registraban inyecciones por parte de una o más centrales PMGD y retiros efectuados por una única empresa distribuidora en una subestación específica, lo que permitió inferir que la central se encuentra dentro de la zona de concesión de dicha distribuidora. Por otro lado, cuando en una subestación se observaron inyecciones de centrales PMGD y retiros por parte de más de una distribuidora, no se asignó la central a ninguna de ellas.

Como paso final, para aquellas centrales PMGD que no pudieron ser asociadas a una empresa de distribución mediante las fuentes previamente descritas, se recurrió a la base de datos de la plataforma Infotécnica del CEN con el fin de obtener las coordenadas geográficas de cada central faltante [33]. Luego con esta información, se realizó una búsqueda en la aplicación GIS Eléctrico de la SEC [34], la cual permite visualizar en un mapa las instalaciones del sistema de distribución eléctrico así como también la empresa concesionaria de distribución a la que pertenecen y, por lo tanto, asociar las centrales PMGD faltantes a la empresa de distribución correspondiente.

En la Fig. 3.7 se muestra como se distribuyen las 783 centrales PMGD entre las distintas empresas concesionarias de distribución.

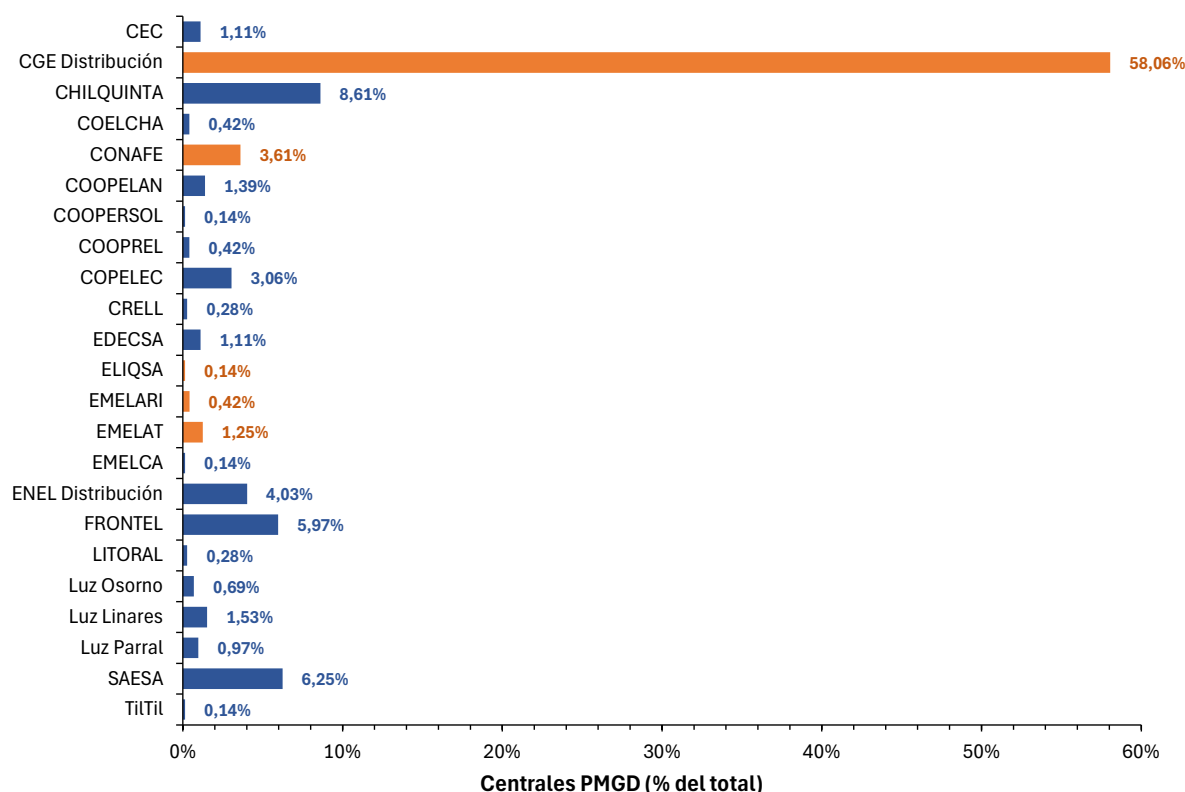


FIGURA 3.7: Proporción de centrales PMGD por empresa concesionaria de distribución. Notas: en color naranja, empresas de distribución correspondientes actualmente a CGE Distribución. Solo se consideran las empresas de distribución que cuentan con al menos una central PMGD en su zona de concesión. Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Participación de cada central en la generación total PMGD y punto de conexión al sistema

Como parte de la incorporación de las inyecciones de energía por parte de PMGD en el proceso de cálculo de los PNP, es necesario identificar las centrales PMGD que se encuentran actualmente en operación, así como también su generación durante los últimos 12 meses, esto con el fin de estimar su participación relativa dentro del total de la generación PMGD.

El primer paso es identificar las centrales PMGD que se encuentran operando actualmente en el sistema. Para ello, se utilizó el Balance Valorizado el cual forma parte de los Antecedentes de Cálculo para las Transferencias Económicas correspondientes al mes de abril de 2025, información que puede ser encontrada en el sitio web del CEN [17]. Como resultado, se obtuvo que a abril de 2025 existen 783 centrales PMGD operando en el sistema.

Adicionalmente, a partir de esta misma fuente, se identificó el punto de conexión al sistema de cada una de las centrales PMGD, el cual, de acuerdo con el Decreto 88, de octubre de 2020, corresponde a la subestación primaria de distribución más cercana a su punto de conexión

[3]. Luego, estas subestaciones primarias de distribución fueron asociadas a una subestación principal del sistema, para lo cual se utilizan los factores de referenciación contenidos en el modelo de cálculo de los PNP de la CNE, a los que se hace referencia en la subsección 4.2.1.2.

Finalmente, con la información de los Balances Valorizados correspondientes a los meses comprendidos entre mayo de 2024 y abril de 2025, ambos inclusive, se obtuvo la generación mensual, en kWh, de cada una de las 783 centrales. Luego el porcentaje de aporte de cada una de ellas al total de generación PMGD se calculó como el cociente entre la generación promedio mensual de cada instalación y la suma de la generación promedio mensual de todas las centrales PMGD analizadas dentro del periodo mencionado anteriormente.

3.3.3. Distribución de energía PMGD por distribuidora

La proyección de energía de centrales PMGD presentada en la subsección 3.2.2, corresponde a la energía total inyectada al sistema por este tipo de centrales de generación, sin embargo, para efectos del cálculo de los PNP, es necesario distribuir esta energía entre las distintas empresas concesionarias de distribución.

A partir de la información recopilada en las subsecciones anteriores (3.3.1 y 3.3.2) se tienen las centrales PMGD que se encuentran actualmente en operación junto a la proporción de generación que representa respecto del total de generación de centrales PGMD, agrupadas en un primer nivel por distribuidora y en un segundo nivel por subestación principal del sistema. Un ejemplo de esta organización se muestra en la Tabla 3.5.

TABLA 3.5: Participación de generación de centrales PMGD en total de generación distribuida.
Fuente: elaboración propia.

Central	Distribuidora	Subestación Principal	Proporción de Generación
PMGD TE Ahospicio	CGE Distribución	Condores 220	0,11 %
PMGD TE Cavancha	CGE Distribución	Condores 220	0,04 %
PMGD FV Albor Solar	CGE Distribución	Charrua 220	0,17 %
PMGD FV Alcaldesa	CGE Distribución	Charrua 220	0,21 %
PMGD FV Catemuspa	CHILQUINTA	Quillota 220	0,06 %
PMGD FV Encon	CHILQUINTA	L.Maquis 220	0,25 %
PMGD FV Chacabuco	CHILQUINTA	L.Maquis 220	0,34 %
PMGD FV Illapel	CHILQUINTA	Quillota 220	0,08 %
PMGD HP Pehui li	SAESA	Rahue 220	0,07 %
PMGD HP Las Flores	SAESA	Valdivia 220	0,23 %
PMGD TE Los Tambores	SAESA	Valdivia 220	0,03 %
PMGD HP Los Portones	SAESA	Rahue 220	0,11 %
...	...	...	...

Luego, a partir de la información organizada como se muestra en la Tabla 3.5, por cada distribuidora y subestación principal se suma la participación de generación de todas las centrales PMGD asociadas a estas. Finalmente, estos porcentajes de participación, se aplican a la proyección de energía de PMGD presentada en la subsección 3.2.2.

En la Tabla 3.6 se muestra un ejemplo de la distribución de energía PMGD por distribuidora y subestación principal, considerando la proyección de energía para el año 2030, escenario medio, la cual es igual a 7.225.434 MWh.

TABLA 3.6: Distribución de energía de centrales PMGD por distribuidora y subestación principal. Fuente: elaboración propia.

Distribuidora	Subestación Principal	Proporción de Generación	Distribución de Energía (MWh/año)
CGE Distribución	Condores 220	0,15 %	11.033
CGE Distribución	Charrua 220	0,39 %	28.035
CHILQUINTA	Quillota 220	0,15 %	10.486
CHILQUINTA	L.Maquis 220	0,58 %	42.118
SAESA	Rahue 220	0,19 %	13.476
SAESA	Valdivia 220	0,26 %	19.041
...	...	...	...

3.4. Inclusión de nuevos contratos de suministro

El modelo de cálculo del Precio de Nudo Promedio empleado por la Comisión Nacional de Energía considera únicamente los contratos de suministro vigentes al momento del cálculo, excluyendo aquellos que, si bien ya han sido licitados y adjudicados, aún no inician su periodo de suministro. Esta omisión representa una limitación importante, ya que la proyección de los PNP resultaría completamente errónea si no se incorporan los suministros asociados a dichos contratos. Con el fin de obtener una estimación más representativa para los periodos futuros, se incorporaron manualmente estos contratos que ya han sido licitados y adjudicados, pero aún no entran en vigencia. La información necesaria fue extraída desde la plataforma de Licitaciones Eléctricas, la cual contiene las bases de licitación, actas de adjudicación y demás documentos asociados a los respectivos procesos. En particular, los datos requeridos para incluir estos contratos en el modelo de cálculo del PNP corresponden a: empresas concesionarias de distribución licitantes, bloques de suministro licitados, volúmenes de energía y precios adjudicados, puntos de oferta y compra y fórmulas de indexación.

A continuación se detallan los datos requeridos mencionados anteriormente, para los procesos de licitación de suministro 2021/01, 2022/01 y 2023/01. Las fórmulas de indexación de precios se encuentran en los anexos de las Bases de Licitación respectiva.

3.4.1. Procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01

La información sobre las licitaciones de suministro 2021/01 y 2022/01 se obtienen desde las Bases de Licitación y del Acta de Adjudicación Oferta Económica Primera y Segunda Etapa respectivas, disponibles en el portal Licitaciones Eléctricas de Empresas Eléctricas A.G. [35] y [36].

3.4.1.1 Descripción de bloques de suministro licitados

En el proceso de licitación 2021/01 se licitó un Bloque de Suministro el cual estará vigente 15 años, entre el **1 de enero de 2026 y el 31 de diciembre de 2040**. En cuanto al proceso de licitación 2022/01, se licitó un Bloque de Suministro cuyo periodo de vigencia corresponde a los 15 años comprendidos entre el **1 de enero de 2027 y el 31 de diciembre de 2041**. El bloque licitado correspondiente a cada proceso está compuesto por tres Bloques de Suministro Horario, destinados a abastecer los siguientes periodos del día:

- **Bloque de Suministro Horario N°1-A:** destinado a abastecer los suministros entre las 00:00 y 07:59 y entre las 23:00 y las 23:59 horas.
- **Bloque de Suministro Horario N°1-B:** destinado a abastecer los suministros entre las 08:00 y 17:59 horas.
- **Bloque de Suministro Horario N°1-C:** destinado a abastecer los suministros entre las 18:00 y 22:59 horas.

3.4.1.2 Energía licitada y adjudicada

La energía comprometida en cada Bloque de Suministro Horario, por concepto de componente base y variable, para cada proceso de licitación, se muestra en la Tabla 3.7.

TABLA 3.7: Energía licitada en procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01. Fuente: Bases de Licitación 2021/01 [35] y 2022/01 [36]

Energía Licitada (GWh)	Bloque N°1-A	Bloque N°1-B	Bloque N°1-C	Total Bloque N°1
Licitación 2021/01				
Total Bloque Horario	733	1038	539	2310
Componente Base	698	989	513	2200
Componente Variable	25	49	26	110
Licitación 2022/01				
Total Bloque Horario	1638	2310	1302	5250
Componente Base	1560	2200	1240	5000
Componente Variable	78	110	62	250

La energía, junto con su respectivo precio, adjudicada por cada empresa oferente en cada proceso de licitación, se resume en la Tabla 3.8. Estos precios se obtienen como el promedio de los precios ofertados y adjudicados por volumen de energía, en cada Bloque de Suministro Horario, para cada empresa oferente. El Bloque Base corresponde a la energía anual requerida, mientras que el Bloque Variable corresponde al 5 % de la componente base y está destinada a cubrir las variaciones no esperadas en la demanda.

TABLA 3.8: Energía y precio adjudicado en procesos de licitación de suministro 2021/01 y 2022/01. Fuente: Bases de Licitación 2021/01 [35] y 2022/01 [36].

Empresa Oferente	Bloque Base (GWh/año)	Bloque Variable (GWh/año)	Precio (USD/MWh)
Licitación 2021/01			
Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA	199,2	10,0	14,84
OPDE Chile SPA	779,9	39,1	21,28
Parque Eólico San Andrés SpA	260,0	13,0	25,20
Sonnedit PPA Holding SpA	859,9	43,1	26,80
Racó Energía SpA	100,8	5,0	31,43
Licitación 2022/01			
Zapaleri SpA	120,0	6,0	38,36
FRV Development Chile I SpA	620,0	31,0	37,19

La distribución de la energía adjudicada entre las empresas de distribución licitantes se muestra en la Tabla C.1 y Tabla C.2 (Ver Anexo C.1 y C.2)

3.4.1.3 Puntos de oferta y compra

Como único punto de oferta en el cual los oferentes deben entregar los volúmenes de energía y precios ofertados corresponde a Polpaico 220 kV. Los puntos de compra, corresponden a todas aquellas barras o nudos desde los cuales se abastecen las empresas de distribución licitantes y que sean resultantes de la metodología de referenciación hacia el sistema de transmisión nacional que establezca el Reglamento de Licitaciones [37].

3.4.2. Proceso de licitación de suministro 2023/01

La información sobre la licitación de suministro 2023/01 se obtiene desde las Bases de Licitación y del Acta de Adjudicación Oferta Económica Primera, disponibles en el portal Licitaciones Eléctricas de Empresas Eléctricas A.G. [23].

3.4.2.1 Descripción de bloques de suministro licitados

En el proceso de licitación 2023/01 se licitaron dos Bloques de Suministro, denominados Bloque de Suministro N°1 (BS1) y N°2 (BS2). El Bloque de Suministro N°1 estará vigente durante 20 años, entre el **1 de enero de 2027 y el 31 de diciembre de 2046**. El Bloque de Suministro N°2 cuyo periodo de vigencia corresponde a los 20 años comprendidos entre el **1 de enero de 2028 y el 31 de diciembre de 2047**. Cada bloque de suministro está dividido por 3 subbloques de segmentación zonal, los cuales a su vez están divididos en 3 bloques de suministro horario, de acuerdo a lo que se muestra a continuación.

Segmentación zonal:

- **Bloque Zona 1:** incluye los consumos de las empresas de distribución Mataquitos, DESA y los consumos de CGE Distribución desde las siguientes barras de la zona norte del SEN:

- | | | |
|--------------------|-----------------|------------------------|
| • Parinacota 220 | • Crucero 220 | • Diego de Almagro 220 |
| • Córdones 220 | • Calama 220 | • Cardones 220 |
| • Pozo Almonte 220 | • El Tesoro 220 | • Maitencillo 220 |
| • Tarapacá 220 | • Atacama 220 | • Pan De Azúcar 220 |
| • Lagunas 220 | • Los Vilos 220 | |

- **Bloque Zona 2:** incluye los consumos de las empresas de distribución Chilquinta, Emelca, Litoral, Edecsa, ENEL, EEPA, y los consumos de CGE Distribución desde las siguientes barras de la zona centro del SEN:

- | | |
|-------------------|-------------------|
| • Nogales 220 | • Cerro Navia 220 |
| • Chena 220 | • Quillota 220 |
| • Melipilla 220 | • Maipo 220 |
| • Rapel 220 | • Polpaico 220 |
| • Alto Jahuel 220 | • Los Maquis 220 |

- **Bloque Zona 3:** incluye los consumos de las empresas de distribución CEC, Luz Linares, Luz Parral, Copelec, Frontel, Coelcha, Coopelan, Codiner, Saesa, Socoepa, Cooprel, Luz Osorno, Crell y los consumos de CGE Distribución desde las siguientes barras de la zona sur del SEN:

- | | | |
|---------------|--------------------|--------------------|
| • Itahue 220 | • Lagunillas 220 | • Rahue 220 |
| • Ancoa 220 | • Temuco 220 | • Melipulli 220 |
| • Colbún 220 | • Cautín 220 | • Puerto Montt 220 |
| • Charrúa 220 | • Los Ciruelos 220 | • Chiloé 220 |
| • Hualpén 220 | • Valdivia 220 | |

Segmentación horaria:

- **Bloque Horario A:** destinado a abastecer los suministros entre las 00:00 y 07:59 y entre las 23:00 y las 23:59 horas.
- **Bloque Horario B:** destinado a abastecer los suministros entre las 08:00 y 17:59 horas.
- **Bloque Horario C:** destinado a abastecer los suministros entre las 18:00 y 22:59 horas.

3.4.2.2 Energía licitada y adjudicada

La energía comprometida en cada Bloque de Suministro, por segmentación zonal y horaria, se muestra en la Tabla 3.9.

TABLA 3.9: Energía licitada para Bloques de Suministro N°1 y N°2, en proceso de licitación de suministro 2023/01. Fuente: Bases de Licitación 2023/01 [23].

Energía Licitada (GWh)	Bloque Horario A	Bloque Horario B	Bloque Horario C	Total Zonas
Bloque de Suministro N°1				
Zona 1	80	115	65	260
Zona 2	160	230	125	515
Zona 3	225	320	180	725
Total BS1	465	665	370	1500
Bloque de Suministro N°2				
Zona 1	115	160	90	365
Zona 2	220	320	180	720
Zona 3	315	450	250	1015
Total BS2	650	930	520	2100

La energía, junto con su respectivo precio, adjudicada por cada empresa oferente, se resume en la Tabla 3.10. Estos precios se obtienen como el promedio de los precios ofertados y adjudicados por volumen de energía, en cada Bloque de Suministro Horario y segmentación zonal.

TABLA 3.10: Energía y precio adjudicado en proceso de licitación de suministro 2023/01. Fuente: Bases de licitación 2023/01 [23].

Empresa Oferente	Zona	Energía (GWh/año)	Precio (USD/MWh)
Bloque de Suministro N°1			
Enel Generación Chile S.A.	Zona 1	260	56,68
	Zona 2	515	56,68
	Zona 3	725	56,68
Bloque de Suministro N°2			
Enel Generación Chile S.A.	Zona 1	365	56,68
	Zona 2	620	56,68
	Zona 3	1015	56,68

La distribución de la energía adjudicada entre las empresas de distribución licitantes se muestra en la Tabla C.3 (Ver Anexo C.1)

3.4.2.3 Puntos de oferta y compra

Los puntos de oferta en los cuales los oferentes deben entregar los volúmenes de energía y precios ofertados, para la zona 1 corresponde a Atacama 220 kV, para la zona 2 corresponde a Alto Jahuel 220 kV y para la zona 3 corresponde a Charrúa 220 kV. Los puntos de compra, corresponden a todas aquellas barras o nudos desde los cuales se abastecen las empresas de distribución licitantes y que sean resultantes de la metodología de referenciación hacia el sistema de transmisión nacional que establezca el Reglamento de Licitaciones [37].

4. Metodología

Índice del capítulo

4.1.	Resumen del capítulo	39
4.2.	Modelo de cálculo de los PNP	39
4.2.1.	Modificaciones a la estructura del modelo	39
4.2.2.	Script para la recopilación de resultados	44
4.3.	Limitaciones del modelo	45
4.4.	Casos de estudio	45

4.1. Resumen del capítulo

En este capítulo se describe la metodología utilizada para adaptar el modelo de cálculo del Precio de Nudo Promedio desarrollado por la CNE, incorporando en él la participación de energía proveniente de PMGD. Se detallan los principales cambios realizados al archivo base, incluyendo la asignación de energía PMGD a las distribuidoras mediante contratos virtuales. Además, se implementa un proceso automatizado que permite calcular los PNP proyectados entre 2025 y 2035, bajo distintos escenarios. Se comentan algunas limitaciones del modelo de cálculo. Finalmente, se define la estructura de los casos de estudio a analizar, combinando distintas valorizaciones de la energía, proyecciones de generación y niveles de participación, lo que permite evaluar con mayor precisión el impacto de los PMGD sobre los PNP.

4.2. Modelo de cálculo de los PNP

Los Precios de Nudo Promedio son calculados por la CNE a partir de un modelo implementado en una hoja de cálculo de Microsoft Excel (.xslm), el cual se encuentra disponible en los anexos de cada proceso de fijación semestral publicados en el sitio web de la CNE [16]. En esta memoria se utilizó como base el modelo correspondiente a la fijación de enero de 2025, el cual fue modificado con el fin de proyectar los PNP entre 2025 y 2035, además de permitir la incorporación de las inyecciones de energía provenientes de centrales PMGD en dicha proyección, así como también los contratos de suministro licitados y adjudicados, pero cuyo periodo de suministro aún no se encuentra vigente.

4.2.1. Modificaciones a la estructura del modelo

A continuación, se presenta una descripción general del funcionamiento del modelo de cálculo, junto con los principales cambios e incorporaciones realizados en las distintas hojas

que componen el archivo de Microsoft Excel.

4.2.1.1 Hojas “datos_entrada” y “fechas_indexación”

En la hoja **datos_entrada** se incluyen las fechas relevantes para el cálculo de los PNP, las cuales corresponden a: periodo de fijación, mes de fijación, mes del PNCP vigente y fijación anterior. Originalmente, esta información se encuentra ingresada de forma fija para el periodo de fijación correspondiente, por lo que fue modificada para ser extraída automáticamente desde la hoja **fechas_indexación**. Esta última se crea con el objetivo de contener las fechas mencionadas anteriormente, asociadas a los periodos semestrales comprendidos entre 2025 y 2035.

4.2.1.2 Hojas “Proyección Demanda” y “Dda”

Se crea la hoja **Dda**, en la cual se incorpora la proyección de demanda de clientes regulados descrita en la sección 3.2.1 en el formato correspondiente. Esta proyección se utiliza para actualizar la hoja **Proyección Demanda**, que fue modificada para extraer automáticamente los datos de demanda desde **Dda**, según el periodo de fijación definido en la hoja **datos_entrada**.

Adicionalmente en la hoja **Proyección Demanda** se referencia la demanda desde subestaciones primarias de distribución a subestaciones principales del sistema, de acuerdo a los factores de referenciación contenidos en la hoja **STx**.

4.2.1.3 Hoja “Factores PNCP”

En la hoja **Factores PNCP** se encuentra la siguiente información:

- PNCP de energía [\$/kWh]
- PNCP de energía [USD/MWh]
- Factor de modulación de energía [-]
- Tipo de cambio [\$/USD]
- PNCP de potencia [\$/kW/mes]
- PNCP de potencia [USD/MW/mes]
- Factor de modulación de potencia [-]

Esta información se obtiene a partir del decreto que fija los Precios de Nudo para Suministros de Electricidad, publicado semestralmente. Originalmente, el modelo de cálculo del PNP de enero de 2025 contiene los valores establecidos en el decreto 1T, de 2024. No obstante, estos fueron actualizados utilizando los datos incluidos en el último decreto disponible a abril de 2025, correspondiente al decreto 1T, de 2025.

Tal como se expone en la sección 3.2.4.1, dado que el comportamiento del PNCP tiende a mantenerse constante durante periodos prolongados, se asumieron los últimos valores disponibles como constantes a lo largo del horizonte de proyección.

Respecto del tipo de cambio, se adoptó un criterio similar: se utilizó el valor promedio diario registrado entre octubre de 2024 y marzo de 2025 como valor constante. Sin embargo, todos los resultados obtenidos se presentan en dólares estadounidenses (USD), con el fin de evitar la incertidumbre asociada a variaciones en el tipo de cambio no proyectadas.

4.2.1.4 Hojas “Índices de Indexación” e “Indexación Contratos”

En esta hoja se incorporan las proyecciones de los índices de precios de combustibles presentadas en la sección 3.2.3. Dichos índices son utilizados en la hoja **Indexación Contratos** para la aplicación de las fórmulas de indexación de los contratos de suministro.

En esta hoja se encuentra la información respecto de las fórmulas de indexación de los contratos de suministro asociados a las licitaciones de suministro vigentes. Originalmente, como se mencionó en la sección 3.4, solo se incluyen los contratos cuyos suministros se encuentran vigentes a enero de 2025. Por lo tanto, es necesario modificar la hoja para añadir la información de los contratos de suministro licitados en los procesos 2021-1, 2022-1 y 2023-1.

4.2.1.5 Hojas “2021-1”, “2022-1” y “2023-1”

Estas hojas se elaboran con el propósito de incorporar los datos correspondientes a las licitaciones de suministro descritas en las secciones 3.4.1 y 3.4.2. La información contenida en ellas se utiliza posteriormente en la hoja **Contratos**.

4.2.1.6 Hoja “Contratos”

En esta hoja se organiza la energía adjudicada a cada contrato de suministro vigente según diversos parámetros, tales como: licitación, tipo y número de bloques, empresa distribuidora, punto de oferta, empresa generadora y energía anual adjudicada. A esta hoja se incorpora la información correspondiente a los contratos de suministro adjudicados en los procesos de licitación 2021-1, 2022-1 y 2023-1, previamente ingresada en las hojas **2021-1**, **2022-1** y **2023-1**, respectivamente.

Además, se incluyen *contratos virtuales* entre las empresas distribuidoras y las centrales PMGD, con el fin de representar las inyecciones de energía de estas últimas en el formato requerido por el modelo de cálculo de los PNP. La generación de estos contratos se basa en la información presentada en la subsección 3.3.3, la cual detalla la distribución de la energía proyectada de centrales PMGD entre las distintas empresas distribuidoras y subestaciones principales del sistema.

En la Fig. 4.1 se presenta parte de los *contratos virtuales* generados, en el formato requerido.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK	AL	AM	AN	AO	AP	AQ	AR	AS	AT	AU	AV	AW	AX	AY	AZ	energía adjudicada MWh																																															
																																																				2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050																						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96	97	98	99	100
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75																									

FIGURA 4.1: Ejemplo de *contratos virtuales* entre empresas de distribución y centrales PMGD.
Fuente: elaboración propia.

4.2.1.7 Hoja “DC - Inputs”

En esta hoja se agrupa la energía anual adjudicada contenida en la hoja **Contratos**, según diversos criterios, con el fin de preparar la información para su utilización en la hoja **Despacho contratos**. Las modificaciones realizadas en esta hoja consisten en extender los rangos utilizados en las fórmulas de Microsoft Excel, de manera que estas contemplen la nueva información incorporada en la hoja **Contratos**, tanto respecto de los contratos de suministro correspondientes a las licitaciones 2021-1, 2022-1 y 2023-1, como de los *contratos virtuales* entre empresas distribuidoras y centrales PMGD.

Adicionalmente, se agrupa la demanda mensual de cada distribuidora, por subestación principal, obtenida desde la hoja **Proyección Demanda**.

4.2.1.8 Hoja “Despacho contratos”

En esta hoja, a partir de la información organizada en la hoja **DC - Inputs**, se distribuye la energía adjudicada en los contratos de suministro entre los distintos puntos de compra de las empresas distribuidoras, los cuales corresponden a subestaciones primarias de distribución referenciadas a subestaciones principales del sistema, desde donde se extrae la energía destinada a abastecer la demanda de los clientes regulados, denominados “puntos de suministro”.

Esta distribución de energía se denomina “Energía despachada por punto de suministro [MWh]” y se calcula para cada mes del año, de acuerdo con (4.1).

$$E_{dx,c,ps} = D_{dx,ps} \cdot \frac{E_c}{E_{dx}} \quad (4.1)$$

Donde:

- $E_{dx,c,ps}$ Energía despachada por punto de suministro [MWh].
- $D_{dx,ps}$ Demanda de distribuidora en punto de suministro [MWh].
- E_c Energía adjudicada por contrato [MWh].
- E_{dx} Energía total adjudicada por distribuidora [MWh].

Por otro lado, se incorporan los precios de energía y potencia asociados a cada contrato, los cuales corresponden a los valores definidos en los puntos de oferta. Estos deben ser referenciados a los puntos de compra mediante la aplicación de los factores de modulación de energía y potencia contenidos en la hoja **Factores PNCP**.

Para el caso de los nuevos contratos de suministro correspondientes a las licitaciones 2021-1, 2022-1 y 2023-1, se consideran los precios de energía y potencia que se muestran en las subsecciones 3.4.1 y 3.4.2, respectivamente. En cuanto a los *contratos virtuales* entre empresas distribuidoras y centrales PMGD, se utilizan los precios calculados y proyectados en la subsección 3.2.4.

A partir de estos precios, se calcula la recaudación por energía y potencia para cada punto de suministro como el producto entre la “Energía despachada por punto de suministro” y los precios correspondientes. Posteriormente, la energía despachada por punto de suministro y la recaudación por energía y potencia se referencian a un punto de referencia común, dividiendo por el factor de modulación respectivo asociado a cada punto de suministro. Todos

los conceptos mencionados anteriormente se calculan tanto en pesos chilenos (CLP) como en dólares estadounidenses (USD), utilizando el tipo de cambio definido en la hoja **Factores PNCP**. No obstante, todos los resultados obtenidos se presentan en dólares estadounidenses (USD).

4.2.1.9 Hoja “Despacho Suministrador”

Se crea esta hoja con el objetivo de recopilar los valores de recaudación por energía para cada empresa generadora presente en el cálculo de los PNP, la cual se obtiene desde la hoja **Despacho contratos**.

4.2.1.10 Hoja “Despacho cont. PNCP y mandato”

Como se mencionó en la sección 2.3.3, algunos de los contratos de suministro vigentes se valorizan al PNCP, dado que fueron firmados con anterioridad a la dictación de la ley 20.018, del 2005. En esta hoja, se procesan estos contratos por separado, no obstante se sigue el mismo procedimiento que en la hoja **Despacho contratos**, es decir, se distribuye la energía adjudicada entre los puntos de suministro y se calcula la recaudación por energía y potencia.

Adicionalmente, se incluyen contratos que no son valorizados al PNCP, sino que dependen de los precios asociados a la empresa ENEL Distribución, los cuales son denominados como “mandato chiletra”. Estos contratos corresponden a las empresas de distribución Colina y LuzAndes.

4.2.1.11 Hoja “PNP”

En esta hoja se consolida toda la información proveniente de las hojas anteriores y se procede a un primer cálculo de los PNP. Para las distribuidoras que no poseen contratos valorizados al PNCP, el PNP de energía se calcula como el cociente entre la suma de la recaudación por energía y la suma de la energía despachada por punto de suministro, ambas obtenidas desde la hoja **Despacho contratos**. En el caso de las distribuidoras que cuentan exclusivamente con contratos valorizados al PNCP, el cálculo se realiza de forma análoga, pero utilizando los datos provenientes de la hoja **Despacho cont. PNCP y mandato**. Finalmente, para aquellas distribuidoras que tienen contratos de ambos tipos, el PNP de energía se determina como el cociente entre la suma total de la recaudación por energía de ambas hojas y la suma total de la energía despachada por punto de suministro de ambas hojas.

En cuanto a las distribuidoras Tiltel y Cooperson, originalmente solo disponen de contratos valorizados al PNCP. No obstante, con la incorporación de los *contratos virtuales* entre empresas distribuidoras y centrales PMGD en la hoja **Despacho contratos**, fue necesario modificar las fórmulas asociadas a estas distribuidoras para incluir la recaudación por energía y la energía despachada correspondiente a dichos contratos virtuales.

Adicionalmente, en esta hoja se aplica el ajuste a los PNP de energía mencionado previamente en la sección 2.3.3, con el objetivo de que el PNP de ninguna distribuidora supere en más de un 5 % el promedio ponderado de los precios de energía del conjunto de distribuidoras en un punto de referencia común del sistema. Este ajuste se implementa mediante el uso de Solver, ejecutado de manera iterativa a través de una macro desarrollada en el lenguaje de programación Visual Basic for Applications (VBA) de Microsoft Excel. Cabe destacar que este Solver está protegido por una contraseña por lo que no es posible obtener los detalles de su funcionamiento.

4.2.1.12 Hoja “Recargos por STx”

En esta hoja se toman los datos calculados en la hoja **PNP** y se le agregan los recargos por transmisión correspondientes a cada distribuidora, así como también los factores asociados a pérdidas por transmisión, los cuales se obtienen de la hoja **STx**. Con esta información se calculan los PNP finales, para cada una de las distribuidoras, separando por subsistema de transmisión, esto debido a que algunas distribuidoras operan en más de una zona de concesión, como es el caso de CGE Distribución.

Los cálculos realizados en esta hoja se llevan a cabo originalmente considerando todos los valores en pesos chilenos (CLP), por lo que se modifican las fórmulas de modo de considerar los valores desde la hoja **PNP** en dólares estadounidenses (USD).

4.2.1.13 Hoja “Precios Fijación PNP”

Esta hoja es la última del modelo de cálculo de los PNP y contiene los resultados finales de la fijación de los PNP. Estos se recopilan desde la hoja **Recargos por STx** y se organizan de modo de entregar un PNP único por distribuidora y subsistema de transmisión.

4.2.2. Script para la recopilación de resultados

El modelo de cálculo de los PNP original, realiza el cálculo solo para un periodo de fijación, por lo que para proyectar los PNP entre 2025 y 2035, lo cual corresponde a 22 periodos de fijación, sería necesario ejecutar de forma manual el modelo dicha cantidad de veces. Para evitar esto, se desarrolló un script en el lenguaje de programación VBA de Microsoft Excel (Ver Anexo D), el cual permite ejecutar el modelo de cálculo de los PNP automáticamente para cada uno de los periodos de fijación.

Las funciones del script son las siguientes:

- Mediante un ciclo *For*, se recorren las filas de la hoja **fechas_indexación**.
- Se actualizan las fechas de la hoja **datos_entrada** con las fechas correspondientes a cada periodo de fijación, las cuales se encuentran en la hoja **fechas_indexación**.
- Se ejecuta la macro original que ajusta los PNP de energía de modo que ninguna supere en más de un 5 % el promedio ponderado de los precios de energía del conjunto de distribuidoras.
- Se copian los resultados de la hoja **Precios Fijación PNP** a la hoja **Fijación PNP**, la cual se crea para recopilar los resultados de la proyección.
- Se copia la recaudación por energía por parte de las empresas de generación desde la hoja **Despacho contratos** a la hoja **Resumen Despacho**, la cual se crea para recopilar la información de despacho de las empresas generadoras.
- Se actualiza el contador del ciclo *For* y se repite el proceso hasta completar todos los periodos de fijación.

4.3. Limitaciones del modelo

Una limitación central del modelo, que influye directamente en los resultados obtenidos en este trabajo, es que la energía de los contratos de suministro vigentes no se despacha siguiendo un criterio económico de menor a mayor costo, sino que se distribuye de forma proporcional a los volúmenes adjudicados en cada uno de ellos. Esto significa que cada contrato siempre tiene un grado de participación en el cálculo de los PNP, independientemente de su competitividad relativa respecto de los precios de los demás contratos. En consecuencia, la entrada de nuevas fuentes de energía más baratas, como las centrales PMGD, no desplaza directamente a las tecnologías más costosas, sino que se incorpora en proporción a su participación, diluyendo así su efecto potencial en la reducción de los PNP.

Si la asignación de la energía se realizara siguiendo un criterio económico, cada vez que se incorpora una nueva fuente de energía más barata, esta desplazaría a las tecnologías más costosas, lo que resultaría en una reducción más significativa de los PNP. No obstante, esto significaría un cambio sustancial en la metodología de cálculo actual, así como también en los procesos de licitación y adjudicación de contratos de suministro.

4.4. Casos de estudio

En esta sección se presentan los casos de estudio que se utilizarán para evaluar el impacto de la incorporación de las inyecciones de energía de medios de generación de pequeña escala en los Precios de Nudo Promedio (PNP) y en la rentabilidad de los contratos de suministro vigentes. Estos casos se definen como combinaciones de 3 variables: un escenario de valorización de la energía inyectada por PMGD (Ver Sección 3.2.4), un escenario de proyección de inyecciones de energía de PMGD (Ver Sección 3.2.2) y un escenario de participación de dicha energía.

La nomenclatura usada para nombrar los casos de estudio es la que se presenta a continuación:

$$[V][E]-[Q]$$

Donde:

[V]: escenario de valorización de energía de centrales PMGD.

- **P** Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP)
- **L** Costo nivelado de energía (LCOE)

[E]: escenario de proyección de energía de centrales PMGD.

- **B** Escenario Bajo
- **M** Escenario Medio
- **A** Escenario Alto

[Q]: participación de energía de centrales PMGD.

- **50** Se considera el 50 % de la energía proyectada de centrales PMGD
- **75** Se considera el 75 % de la energía proyectada de centrales PMGD
- **100** Se considera el 100 % de la energía proyectada de centrales PMGD

Los casos de estudios se definen en la Tabla 4.1, siguiendo la nomenclatura descrita anteriormente, no obstante, se agrega un caso más el cual corresponde al escenario base en donde no se agrega energía de centrales PMGD al cálculo del PNP, denominado **C-0**. Este caso será el punto de comparación para todos los demás.

TABLA 4.1: Casos de estudio. Fuente: elaboración propia.

Nombre del caso	Escenario de valorización	Escenario de proyección de energía	Participación energía PMGD
PB-50	PNCP	Escenario Bajo	50 %
PB-100	PNCP	Escenario Bajo	100 %
PM-100	PNCP	Escenario Medio	100 %
PA-100	PNCP	Escenario Alto	100 %
LB-50	LCOE	Escenario Bajo	50 %
LM-75	LCOE	Escenario Medio	75 %
LB-100	LCOE	Escenario Bajo	100 %
LA-100	LCOE	Escenario Alto	100 %

5. Resultados

Índice del capítulo

5.1.	Resumen del capítulo	47
5.2.	Efecto de la incorporación de PMGD en los PNP	47
5.2.1.	Presentación del caso base	48
5.2.2.	Análisis de casos extremos	49
5.2.3.	Análisis de sensibilidad	50
5.2.4.	Análisis de los PNP por distribuidora	54
5.2.5.	Distribuidoras con mayor demanda	61
5.3.	Impacto en las cuentas finales de clientes regulados	62
5.4.	Impacto en la recaudación de empresas de generación	63
5.5.	Resumen de resultados	65
5.5.1.	Resumen de resultados, PNP sistémico	65
5.5.2.	Resumen de resultados, PNP por distribuidora	66

5.1. Resumen del capítulo

Este capítulo presenta los resultados principales del estudio, evaluando el impacto de incorporar energía de centrales PMGD en el Precio de Nudo Promedio y en los ingresos de generadoras con contratos vigentes. Se comparan distintos escenarios combinando niveles de participación PMGD, valorización de su energía y proyecciones de inyección, lo que permite delimitar un rango de variación de los PNP proyectados para el periodo 2025-2035. Luego, se analiza el efecto por distribuidora, así como también se estima el impacto en las cuentas finales de los clientes regulados. Además, se cuantifica la disminución en la recaudación de los contratos de suministro. Finalmente, se presenta una comparación de los resultados obtenidos en los distintos escenarios analizados.

5.2. Efecto de la incorporación de PMGD en los PNP

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD en el cálculo del Precio de Nudo Promedio. El análisis se enfoca en evaluar cómo varía este precio bajo diferentes combinaciones de escenarios de valorización, proyección de generación y nivel de participación de energía PMGD.

Se parte con un análisis de los PNP sistémicos, para luego desagregar los resultados por distribuidora, permitiendo identificar diferencias relevantes a nivel territorial y casos particulares que escapan a la tendencia general. Esta evaluación busca no solo medir el impacto

económico agregado, sino también entregar una visión más precisa respecto de la magnitud y distribución de los efectos que tendría la medida en estudio.

Para todos los casos de estudio, se presentan los PNP sistémicos semestrales, los cuales corresponden al promedio ponderado de los precios de nudo promedio por demanda semestral, calculado como se muestra en (5.1).

$$\text{PNP}^* = \frac{\sum_{dx=1}^n \text{PNP}_i \cdot D_i}{\sum_{dx=1}^n D_i} \quad (5.1)$$

Donde:

- PNP^* Precio de nudo promedio sistémico por semestre [USD/MWh].
- PNP_i Precio de nudo promedio semestral por distribuidora [USD/MWh].
- D_i Demanda total semestral por distribuidora [MWh].
- dx Distribuidora [MWh].

En los gráficos de variación de los PNP, se muestra la diferencia respecto del caso base, por lo que valores negativos indican una disminución en el PNP.

5.2.1. Presentación del caso base

Antes de analizar los distintos casos de estudio propuestos, es necesario establecer un caso base que sirva como punto de referencia para la comparación. Este caso corresponde a la situación original, en donde el cálculo de los PNP se realiza considerando los contratos de suministro licitados y adjudicados en las licitaciones 2021/01, 2022/01 y 2023/01, pero sin la inclusión de inyecciones de energía de centrales PMGD. En cuanto al modelo de cálculo, se mantienen las modificaciones que permiten realizar la proyección de los PNP.

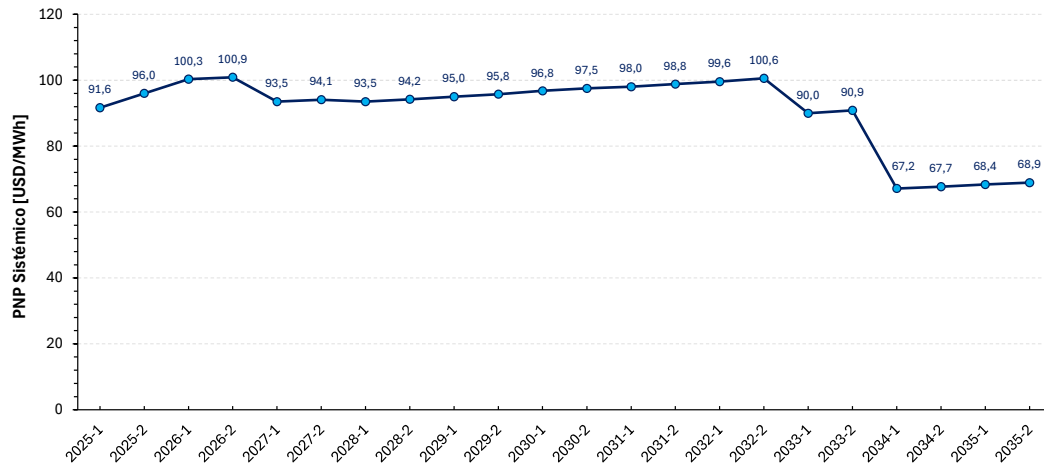


FIGURA 5.1: Precio de Nudo Promedio sistémico semestral, caso base. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 5.1 se muestran los PNP sistémicos semestrales obtenidos para el caso base.

Todas las variaciones de los PNP sistémicos semestrales que se muestran en las subsecciones siguientes se calculan en relación con este caso base, por lo que a partir de este caso, será posible cuantificar los efectos relativos que tendría la introducción de energía PMGD bajo diferentes condiciones de valorización, proyección y participación.

5.2.2. Análisis de casos extremos

La Fig. 5.2 presenta la variación semestral de los PNP sistémicos respecto del caso base entre los años 2025 y 2035, contrastando los casos de estudio más extremos considerados en esta memoria: uno que agrupa todos los escenarios más pesimistas (PB-50) y otro que reúne a los más optimistas (LA-100). Lo más destacable de los resultados es que, incluso bajo los escenarios más desfavorables, se observa una disminución sostenida de los PNP a lo largo de todo el periodo proyectado. Esta reducción, que se sitúa entre un 3 % y un 5 %, evidencia que la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD genera beneficios concretos en términos de menores precios de suministro para los clientes regulados, aun en condiciones adversas.

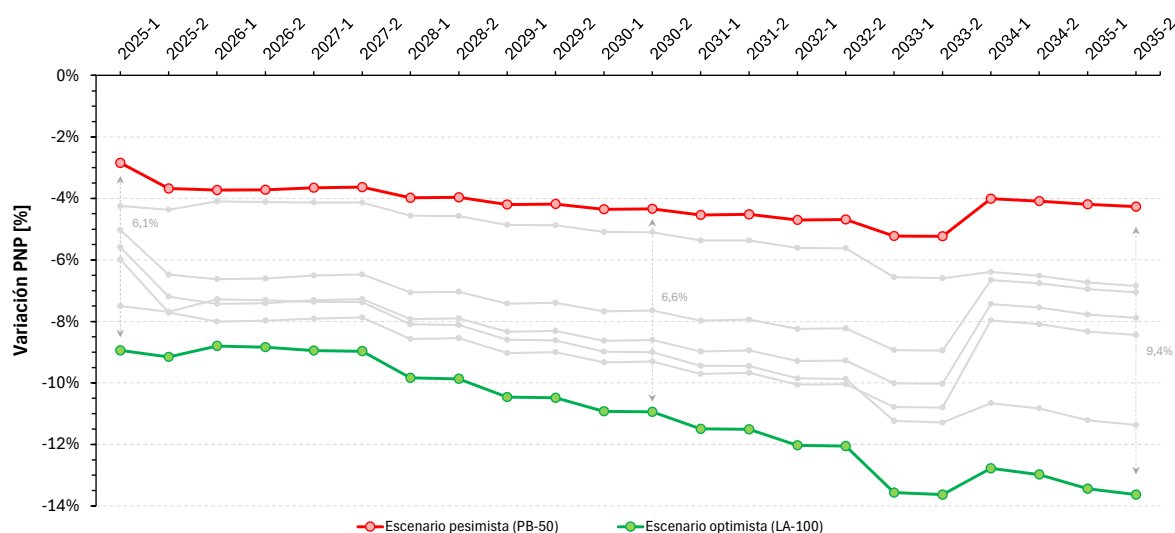


FIGURA 5.2: Comparación de variación de los PNP sistémicos entre casos PB-50 y LA-100. Nota: en línea sólida color gris, los casos PB-100, PM-100, PA-100, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.

En el caso de estudio pesimista (PB-50), caracterizado por una baja participación de energía PMGD, proyecciones conservadoras de inyecciones y valorización al PNCP, la disminución de los PNP es moderada, iniciando con una caída de 2,85 % en 2025-1 y manteniéndose relativamente estable en torno al 4 % durante gran parte del periodo de análisis. El mínimo se alcanza hacia 2032-2 con una baja en torno al 5,2 %. A partir de 2033-1, la reducción comienza a atenuarse levemente, estabilizándose nuevamente cerca del 4 %.

En contraste, el caso de estudio optimista contempla una participación del 100 % de energía PMGD, proyecciones de inyecciones altas y valorización al LCOE, reflejando así condiciones técnicas y económicas más favorables. En este caso, la reducción de los PNP es sustancialmente

mayor desde el inicio, con una baja de 8,9 % en 2025-1. Esta se profundiza progresivamente a medida que aumentan los volúmenes adjudicados a precios bajos y entran en operación nuevas centrales PMGD, alcanzando un mínimo en torno al 13,6 % hacia 2033-2. Aunque en los últimos años del periodo proyectado se observa una leve recuperación, la diferencia respecto del escenario pesimista se mantiene superior a los 9 puntos porcentuales.

La Fig. 5.2 establece los límites para el universo de resultados obtenidos posteriormente.

5.2.3. Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de identificar cuáles de las variables consideradas tienen un mayor impacto en la variación de los Precios de Nudo Promedio, en esta sección se presenta un análisis de sensibilidad respecto las variables disponibles.

Este análisis permite identificar qué combinaciones de supuestos conducen a una mayor disminución del PNP y, por ende, entregan señales relevantes respecto a la efectividad de incorporar energía proveniente de PMGD bajo diferentes condiciones.

5.2.3.1 Sensibilidad respecto del escenario de valorización

En la Fig. 5.3 se presenta la comparación entre la variación del PNP sistémico en los casos LA-100 y PA-100, en los que se utiliza el 100 % de la energía proveniente de centrales PMGD, considerando el escenario de proyección de inyecciones más optimista y valorizando dicha energía al LCOE y al PNCP, respectivamente.

En relación con el impacto de la valorización de la energía PMGD en la variación del PNP sistémico, se observa que este efecto es menor durante los primeros dos tercios del periodo de análisis, sin embargo, adquiere predominancia en el último tercio.

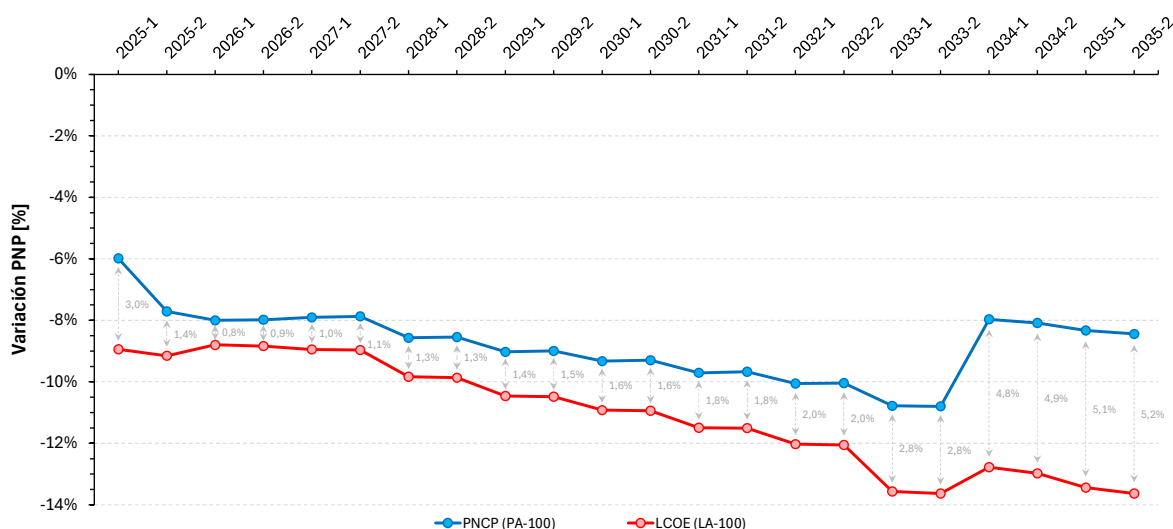


FIGURA 5.3: Comparación de sensibilidad de variación de los PNP sistémicos entre casos PA-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.

Se observa que, entre los semestres 2025-1 y 2033-2, la diferencia en la variación del PNP

entre ambos casos fluctúa entre 0,8 y 3 puntos porcentuales. No obstante, esta diferencia se incrementa abruptamente entre los periodos 2033-1 y 2034-1. Para comprender la causa de este cambio, es necesario analizar la evolución del precio ponderado de la energía de los contratos reales y virtuales en torno a dicho periodo.

El precio ponderado de la energía se calcula como se muestra en (5.2).

$$\bar{P} = \frac{\sum_{c=1}^n P_i \cdot E_i}{\sum_{c=1}^n E_i} \quad (5.2)$$

Donde:

- $\bar{P}$ Precio promedio ponderado de la energía, por semestre [USD/MWh].
- P_i Precio semestral de la energía, por contrato [USD/MWh].
- E_i Energía semestral despachada, por contrato [MWh].
- c Contrato de suministro.

Según lo establecido en (5.2), se calcula el precio ponderado de la energía para los contratos de suministro reales, los contratos virtuales entre PMGD y distribuidoras, así como también para el conjunto de ambos, para los periodos 2033-2 y 2034-1.

TABLA 5.1: Precios ponderados de energía para los periodos 2033-2 y 2034-1, segmentados entre contratos reales y virtuales, casos PA-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.

Contratos	Precio ponderado 2033-2 (USD/MWh)	Precio ponderado 2034-1 (USD/MWh)
Caso PA-100		
Conjunto	81,11	62,13
Reales	91,13	68,04
Virtuales	45,48	45,53
Caso LA-100		
Conjunto	78,56	58,96
Reales	91,13	68,04
Virtuales	33,87	33,45

En la Fig. 5.3 se aprecia que, entre los periodos 2033-2 y 2034-1, la variación del PNP sistémico disminuye en ambos casos de estudio, no obstante, este efecto es más pronunciado en el caso PA-100. Esta diferencia se explica porque la reducción del PNP depende de la diferencia entre los precios ponderados de energía de los contratos reales y los virtuales: a mayor

diferencia, mayor es la disminución del PNP sistémico, dado que se mantienen constantes los escenarios de proyección y participación de energía PMGD.

En el periodo 2034-1, dicha diferencia resulta más significativa en el caso LA-100, lo que da lugar a un precio ponderado en conjunto de 62,13 [USD/MWh], frente a los 58,96 [USD/MWh] del caso PA-100, lo que explica el comportamiento observado en la Fig. 5.3.

Surge entonces la pregunta: ¿a qué se debe la disminución del precio ponderado de la energía de los contratos reales entre 2033-2 y 2034-1? Esto se debe a que, en el periodo 2033-2, finaliza el suministro de contratos con precios de energía elevados. En la Tabla 5.2 se presentan estos contratos junto con sus respectivos precios de energía.

TABLA 5.2: Contratos de suministro cuya vigencia termina en el periodo 2033-2. Nota: precios de energía indexados a 2033-2. Fuente: elaboración propia.

Licitación	Empresa de Generación	Bloque	Precio Energía (USD/MWh)
SIC 2013/03_2	Pelumpén S.A.	BS2B	129,86
SIC 2013/03_2	San Juan SpA.	BS2C	153,76
SIC 2013/03_2	El Campesino	BS4	194,33
SIC 2013/03_2	Abengoa	BS4	175,42
SIC 2013/03_2	Norvind	BS4	172,98

Se observa que los contratos que finalizan en el periodo 2033-2 presentan precios de energía significativamente superiores al precio ponderado del conjunto de contratos vigentes mostrado en la Tabla 5.1. Esta diferencia explica la disminución drástica en el precio ponderado de los contratos reales entre 2033-2 y 2034-1.

En la subsección E.1 de los Anexos se muestra la Tabla E.1 con los valores de los PNP sistémicos semestrales para los casos C-0, PA-100 y LA-100.

5.2.3.2 Sensibilidad respecto del escenario de proyección de energía de PMGD

Al observar la Fig. 5.4 y comparar los escenarios extremos de proyección de generación de los PMGD, escenario Bajo y Alto, se observa una diferencia clara y sostenida en la reducción de los PNP sistémicos a lo largo del período de análisis. Desde los primeros semestres, el escenario Bajo permite alcanzar una reducción de aproximadamente 7,5 %, mientras que el Escenario Alto logra un ahorro en torno al 9 %. Esto establece una diferencia de entre 1,4 y 1,5 puntos porcentuales que se amplía levemente a lo largo de los periodos de fijación hacia un 2,3 % al final del horizonte.

Lo anterior sugiere que existe una relación prácticamente proporcional entre el volumen adicional de generación PMGD y el ahorro obtenido en el PNP, es decir, una elasticidad casi lineal: a mayor generación proyectada, mayor es la reducción alcanzada. Esta característica permite interpretar los beneficios de manera predecible y facilita estimaciones de impacto asociadas a diferentes tasas de penetración de generación distribuida.

Además de lo anterior, resulta especialmente relevante destacar que incluso en un escenario conservador de desarrollo de la generación distribuida, el efecto sobre el PNP sigue siendo positivo y creciente en el tiempo. Esto refuerza la robustez de la medida, ya que los beneficios no dependen de condiciones ideales, sino que se manifiestan de forma consistente bajo distintos niveles de desarrollo del parque PMGD.

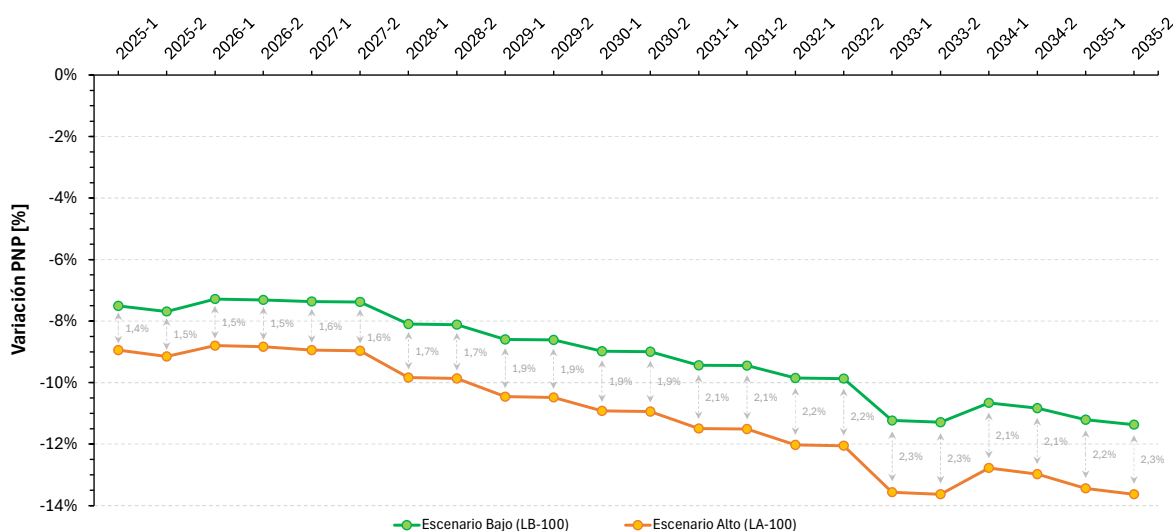


FIGURA 5.4: Comparación de sensibilidad de variación de los PNP sistémicos entre casos LB-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.

En la subsección E.2 de los Anexos se muestra la Tabla E.2 con los valores de los PNP sistémicos semestrales para los casos C-0, LB-100 y LA-100.

5.2.3.3 Sensibilidad respecto de la participación de energía PMGD

La Fig. 5.5 que compara los escenarios de participación del 50 % y 100 % de energía PMGD en el suministro regulado muestra que aumentar esta proporción tiene un impacto significativo y sostenido en la reducción de los PNP sistémico. Desde el primer semestre, se observa que duplicar la participación permite prácticamente duplicar también el ahorro: mientras con un 50 % de participación la reducción inicial del PNP es de un 4,25 %, con un 100 % de participación la reducción alcanza un 7,51 %. Se genera una diferencia entre los escenarios de un 3,3 %, diferencia que, al igual que en la comparación de escenarios de proyección de energía, se mantiene a lo largo del horizonte de análisis y tiene un comportamiento similar hacia el final del período en donde se amplía levemente llegando a un 4,5 %, en coincidencia con la expiración de contratos más caros del portafolio de contratos de suministros reales.

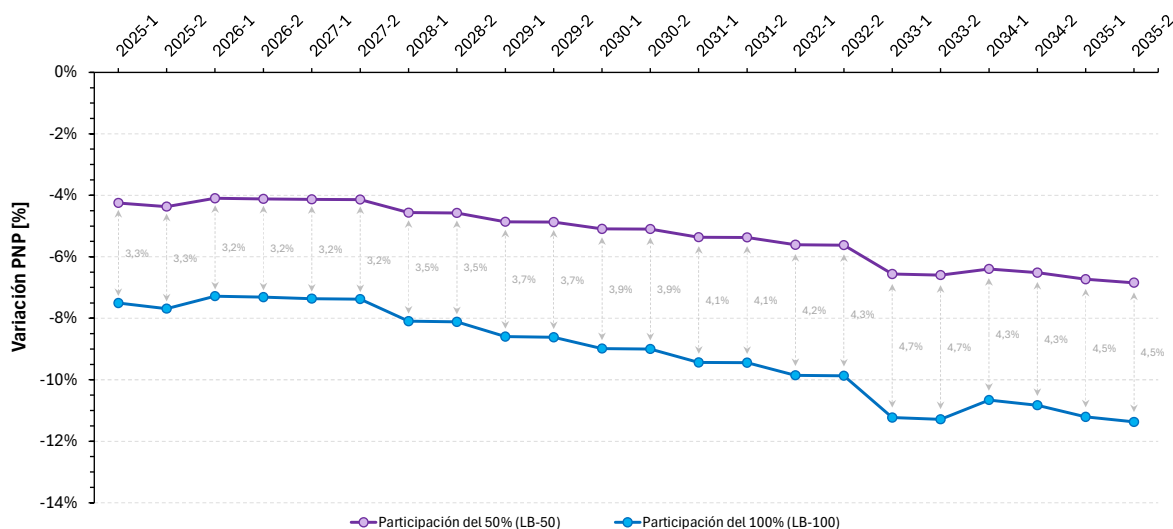


FIGURA 5.5: Comparación de sensibilidad de variación de los PNP sistémicos entre casos LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.

El comportamiento general observado en Fig. 5.5 es muy parecido al observado en la Fig. 5.4, lo cual tiene sentido, ya que, si bien no se trata de la misma variable, ambas se relacionan con la cantidad de energía PMGD que se incluye en el cálculo de los PNP.

Se puede concluir que aumentar la participación de energía PMGD es una de las estrategias más efectivas y de respuesta inmediata para disminuir el PNP sistémico. A diferencia de otras variables analizadas, esta tiene el mayor peso en la sensibilidad del modelo, lo que justifica priorizarla tanto en el análisis como en el diseño de políticas públicas orientadas a trasladar los beneficios de la generación distribuida a los clientes regulados.

En la subsección E.3 de los Anexos se muestra la Tabla E.3 con los valores de los PNP sistémicos semestrales para los casos C-0, LB-50 y LB-100.

5.2.4. Análisis de los PNP por distribuidora

Si bien el análisis de los Precios de Nudo Promedio sistémicos permite obtener una visión agregada del impacto que tiene la incorporación de energía proveniente de PMGD en el sistema, este indicador puede ocultar comportamientos inesperados a nivel de cada empresa de distribución. Por esta razón, resulta necesario complementar el análisis con una desagregación por distribuidora, que permita identificar cómo varía el PNP específico para cada una de ellas a lo largo del período proyectado y también comprender mejor las dinámicas internas del modelo de cálculo de los PNP.

5.2.4.1 Distribuidoras con aumento del PNP respecto del caso base

En la Fig. 5.6 se muestra un mapa de calor que representa la variación de los PNP semestrales por distribuidora para el caso PB-100. Esta visualización es particularmente relevante, ya que, como se mostrará a continuación, existen casos en los que el PNP de algunas distribuidoras aumenta en relación con el caso base, a pesar de que el PNP sistémico muestra una disminución generalizada.

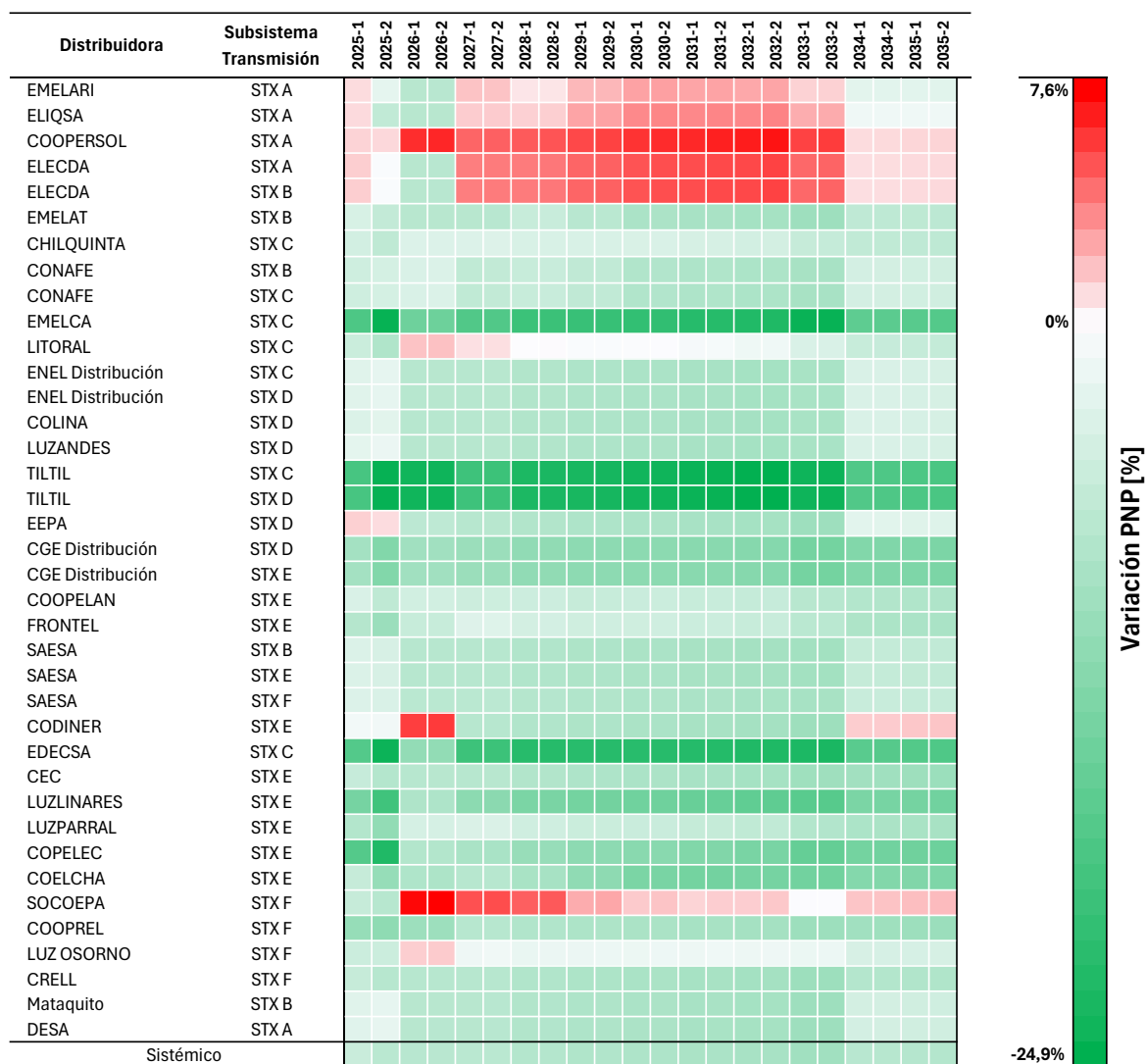


FIGURA 5.6: Comparación de la variación de los PNP entre distribuidoras, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 5.6 se observa que las distribuidoras Emelari, Eliqsa, Coopersol, Elecda, Litoral, EEPA, Codiner, Socoepa y Luz Osorno presentan al menos un periodo en el que su PNP aumenta en relación con el caso base. Este resultado puede parecer contraintuitivo, ya que al incorporar energía proveniente de centrales PMGD en el cálculo de los PNP, la cual tiene un precio menor, cabría esperar una disminución de sus precios. Para comprender este fenómeno y ofrecer una explicación adecuada, es necesario examinar las variaciones del PNP antes de la aplicación del ajuste señalado en la sección 2.3.3, el cual tiene como finalidad evitar que el PNP de cualquier distribuidora supere en más de un 5 % el promedio ponderado de los precios de energía del conjunto de distribuidoras en un punto de referencia común del sistema.

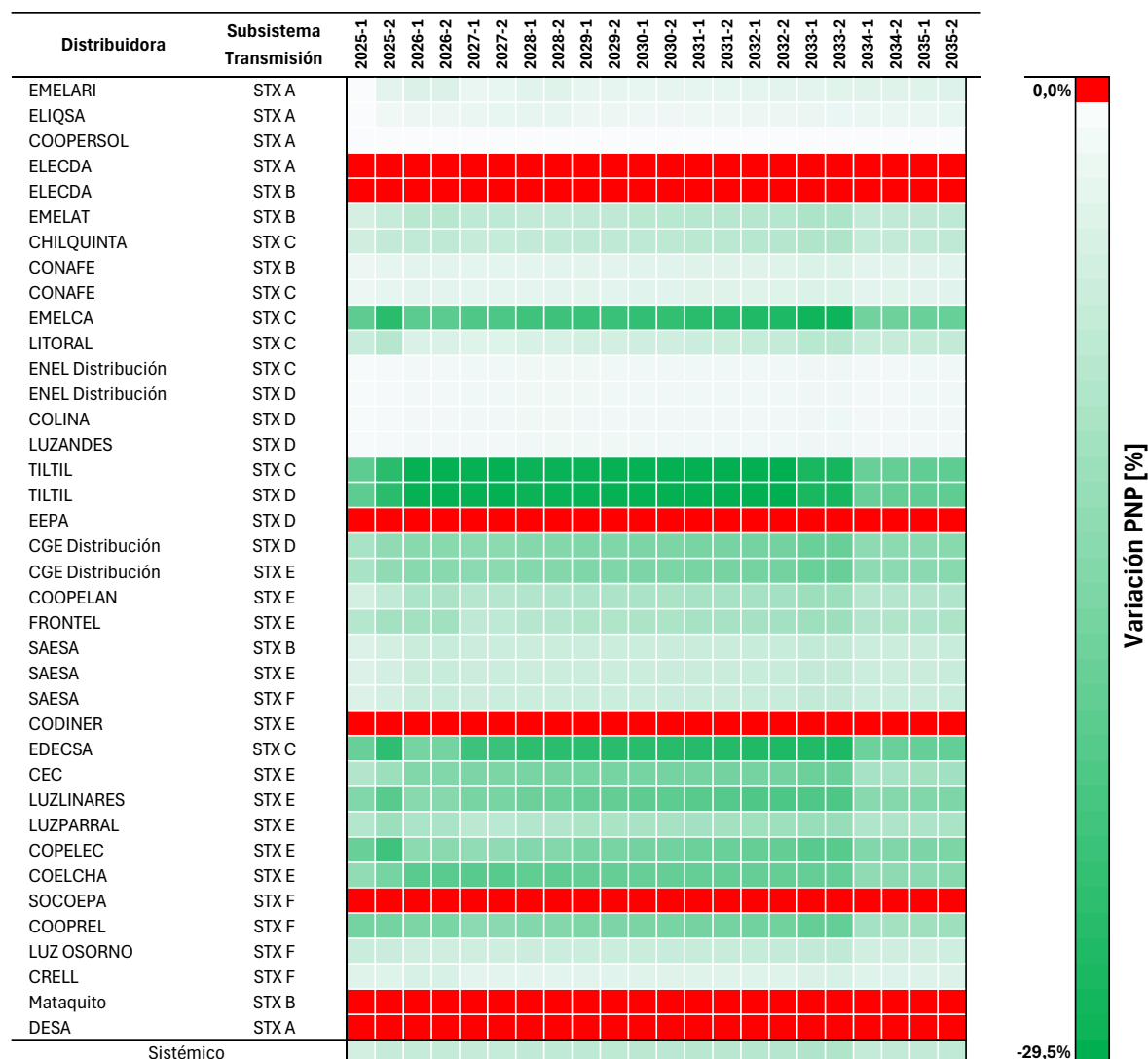


FIGURA 5.7: Comparación de la variación de los PNP entre distribuidoras antes de ajustes, caso PB-100. Nota: en color rojo los valores que son exactamente 0%, el resto de coloraciones corresponden a valores mayores que 0%. Fuente: elaboración propia.

Al analizar la Fig. 5.7, se observa que la mayoría de las distribuidoras presentan variaciones del PNP inferiores al 0%, es decir, experimentan una disminución respecto del caso base. Las únicas excepciones a este comportamiento son Elecda, EEPA, Codiner, Socoepa, Mataquito y Desa, cuyas variaciones son exactamente iguales a 0%. Esto resulta consistente, ya que dichas distribuidoras no poseen contratos de suministro virtuales con centrales PMGD, por lo tanto, su cálculo del PNP no incorpora energía proveniente de estas, permaneciendo idéntico al del caso base.

Por otro lado, las distribuidoras Colina y LuzAndes tampoco cuentan con contratos virtuales con PMGD, pero presentan una variación negativa en su PNP, lo que indica una reducción respecto del caso base. Esta situación se explica porque los precios de sus contratos de suministro corresponden a los PNLP de ENEL Distribución, empresa que sí incorpora

contratos virtuales con centrales PMGD (ver subsección 4.2.1.10).

Al combinar la información de las figuras Fig. 5.6 y Fig. 5.7, se concluye que todas las distribuidoras que incorporan energía proveniente de centrales PMGD experimentan una reducción en su PNP preajustes respecto del caso base. Asimismo, aquellas distribuidoras que presentan un aumento en su PNP en comparación con el caso base lo hacen como resultado del ajuste asociado al límite del 5 % previamente mencionado. ¿Por qué ocurre esto? Tal como se explicó en el punto 2 de la sección 2.3.3, cuando el PNP de una distribuidora supera en más de un 5 % el promedio ponderado del conjunto de distribuidoras, se le aplica un descuento que reduce su PNP. Sin embargo, este ajuste se redistribuye como un recargo entre el resto de las distribuidoras, lo que en principio genera un aumento en sus respectivos PNP. Este efecto podría verse compensado por la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD. No obstante, si dicha incorporación no es suficiente para contrarrestar el recargo asumido, se produce finalmente un aumento en el PNP de aquellas distribuidoras, tal como se observa en algunos casos de la Fig. 5.6, como por ejemplo, en el caso de las distribuidoras Emelari, Eliqsa y Coopersol, quienes ven aumentado su PNP aun cuando cuentan con contratos virtuales con centrales PMGD.

5.2.4.2 Disminución del PNP sin participación directa de PMGD

En la subsección anterior se analizó el caso de distribuidoras que, a pesar de incorporar energía proveniente de centrales PMGD, experimentan un aumento en su PNP. En esta sección, en cambio, se examina la situación contraria: distribuidoras que presentan una disminución en su PNP sin contar con participación directa de PMGD en su cálculo.

La Fig. 5.8 muestra la variación del PNP sistémico y el correspondiente a la distribuidora Codiner. Tal como se indicó previamente, esta empresa no posee contratos virtuales con centrales PMGD, por lo que cabría esperar que su PNP no se viera afectado por la incorporación de dicha energía. No obstante, lejos de mantenerse constante o aumentar, su PNP disminuye en la mayoría de los semestres analizados con respecto al caso base.

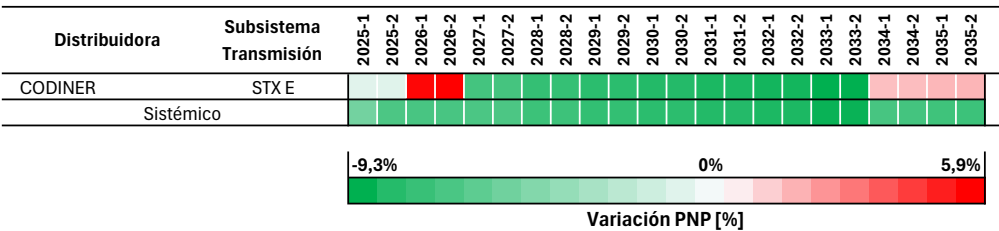


FIGURA 5.8: Comparación de la variación del PNP Sistémico y de distribuidora Codiner, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.

Como se ha mencionado reiteradamente, el cálculo de los PNP incluye un ajuste que impide que el PNP de cualquier distribuidora supere en más de un 5 % al promedio ponderado de los precios de energía del conjunto de distribuidoras, referido a un punto de referencia común del sistema. Por esta razón, para comprender el fenómeno observado en la Fig. 5.8, es necesario analizar y comparar el PNP promedio incrementado en un 5 % con el PNP de la distribuidora

Codiner, ambos antes del ajuste y en un punto de referencia común. Esta comparación se presenta en la Fig. 5.9, donde se observa que, en algunos periodos, el PNP de Codiner supera dicho umbral, mientras que en otros se encuentra por debajo. Esta situación se explica porque el PNP promedio depende, lógicamente, de los PNP del conjunto de distribuidoras, y dado que muchas de ellas cuentan con contratos virtuales con centrales PMGD, cuya energía es más económica, dicho promedio tiende a disminuir.

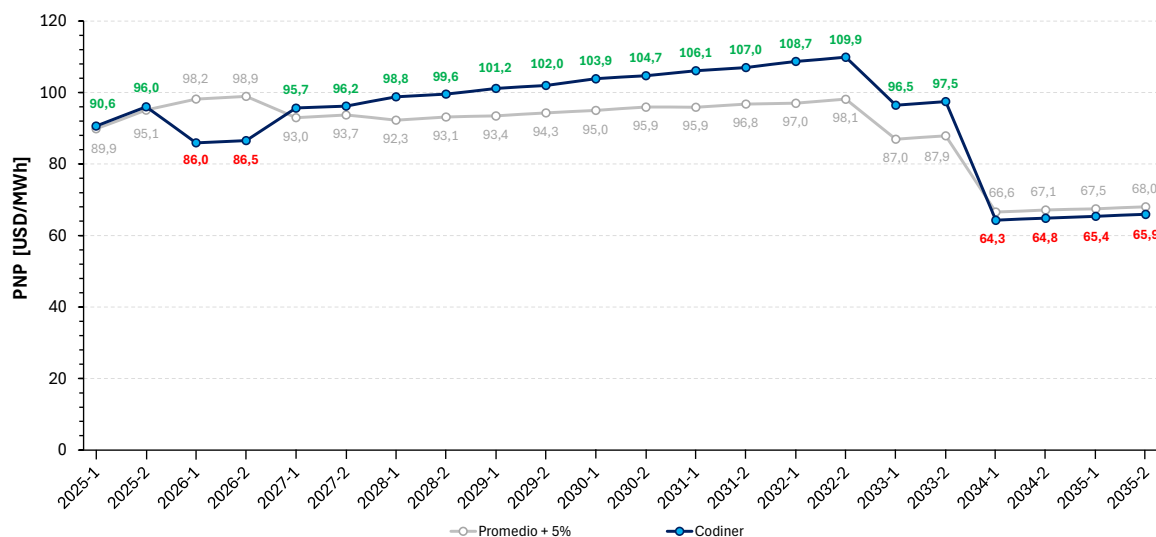


FIGURA 5.9: Comparación entre el PNP promedio y el PNP de distribuidora Codiner, ambos preajustes y en un punto de referencia común, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.

Al analizar conjuntamente las gráficas de la Fig. 5.8 y 5.9, se puede observar con facilidad que los periodos en los que el PNP de Codiner (posterior al ajuste) disminuye respecto del caso base coinciden con aquellos en los que su PNP previo al ajuste supera el promedio ponderado incrementado en un 5 %. Esto se debe a que, en tales casos, se le aplica un descuento para cumplir con el límite establecido. Por el contrario, cuando el PNP de Codiner se encuentra por debajo de dicho umbral, se le aplica un recargo y dado que esta distribuidora no cuenta con energía de menor costo proveniente de centrales PMGD, no dispone de ningún mecanismo que compense este recargo, lo que finalmente se traduce en un aumento de su PNP en comparación con el caso base.

5.2.4.3 Efecto de la energía de PMGD por distribuidora

En esta subsección se explican las razones para que algunas distribuidoras experimenten un mayor impacto en la reducción de su PNP en comparación con otras. Como se mencionó anteriormente, en la subsección 5.2.3.1, la disminución del PNP de una distribuidora depende fundamentalmente de la diferencia entre el precio promedio ponderado de la energía asociada a los contratos reales con los que cuenta dicha distribuidora y el precio promedio ponderado de la energía de los contratos virtuales con centrales PMGD.

La expresión que representa el precio promedio ponderado de la energía total de una determinada distribuidora, es el que se muestra en (5.2), el cual, al agregarle la energía proveniente de centrales PMGD, se obtiene lo que se muestra en (5.3).

$$\bar{P} = \frac{\left(\sum_{c=1}^n P_i \cdot E_i \right) + P_{\text{pmgd}} \cdot E_{\text{pmgd}}}{\left(\sum_{c=1}^n E_i \right) + E_{\text{pmgd}}} \quad (5.3)$$

Considerando:

$$S_r = \sum_{c=1}^n P_i \cdot E_i \quad y \quad S_e = \sum_{c=1}^n E_i$$

Se obtiene:

$$\Rightarrow \bar{P} = \frac{S_r + P_{\text{pmgd}} \cdot E_{\text{pmgd}}}{S_e + E_{\text{pmgd}}} \quad (5.4)$$

Donde:

- $\bar{P}$ Precio promedio ponderado de la energía total, por semestre [USD/MWh].
- P_i Precio semestral de la energía, por contrato original [USD/MWh].
- E_i Energía semestral despachada, por contrato original [MWh].
- S_r Suma de la recaudación asociada a contratos originales [USD].
- S_e Suma de la energía semestral despachada asociada a contratos originales [MWh].
- P_{pmgd} Precio promedio semestral de la energía proveniente de centrales PMGD [USD/MWh].
- E_{pmgd} Energía semestral despachada proveniente de centrales PMGD [MWh].
- c Contrato de suministro.

Con el objetivo de visualizar la evolución del precio promedio ponderado de la energía total para las distribuidoras Chilquinta y CGE Distribución, en función de la cantidad de energía proveniente de centrales PMGD incorporada en el cálculo, se utilizaron los datos que se muestran en la Tabla 5.3 para graficar la expresión de la ecuación (5.4).

TABLA 5.3: Datos para el cálculo del precio promedio ponderado de distribuidoras Chilquinta y CGE Distribución. Fuente: elaboración propia.

Término	Unidad	Chilquinta	CGE Distribución
P_{pmgd}	USD/MWh	38,43	35,84
E_{pmgd}	MWh	Entre 0 y 1.750	
S_r	USD	122.889.753	322.235.443
S_e	MWh	1.190.168	3.314.516

El precio de la energía proveniente de centrales PMGD en el punto de oferta, para ambas distribuidoras corresponde al LCOE, sin embargo, el precio promedio ponderado se determina en el punto de compra. Luego, dado que los puntos de oferta y de compra difieren entre distribuidoras, los precios promedio ponderados reales de la energía PMGD también resultan distintos para cada una de ellas.

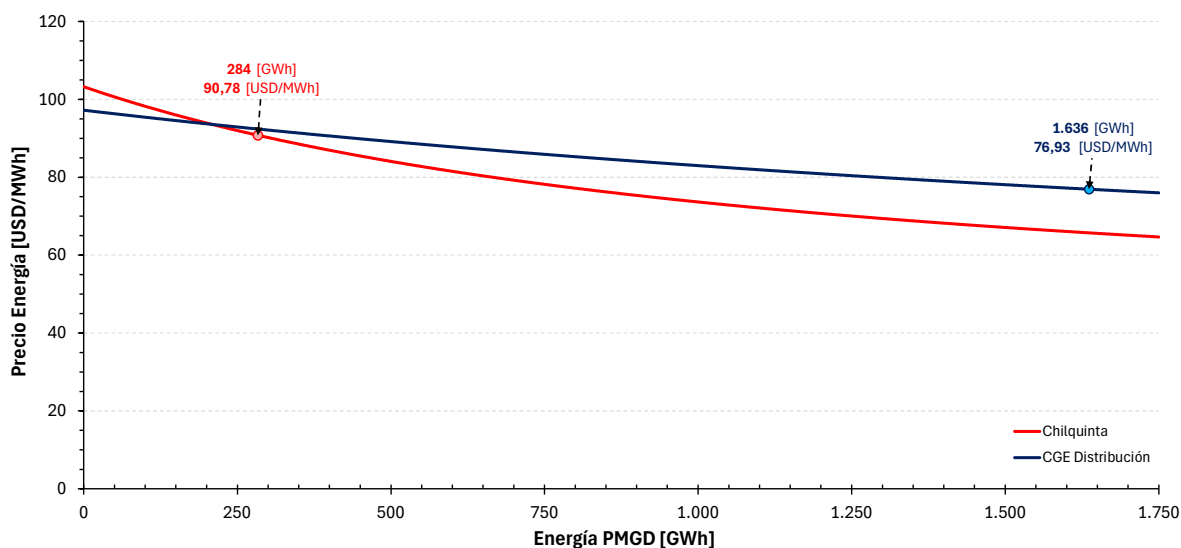


FIGURA 5.10: Comparación del efecto de la incorporación de energía de centrales PMGD entre Chilquinta y CGE Distribución, periodo 2030-2, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con el gráfico de la Fig. 5.10, para el periodo 2030-2 y con un nivel de incorporación de energía de centrales PMGD entre 0 y 210 GWh aproximadamente, el precio ponderado de la energía total de Chilquinta es superior al de CGE Distribución. Sin embargo, al superar los 210 GWh de energía PMGD incorporada, ocurre lo contrario, siendo el precio ponderado de CGE Distribución el que resulta mayor.

Ahora bien, de acuerdo con las proyecciones de inyecciones de energía de centrales PMGD, presentadas en la subsección 3.2.2, ubicadas dentro de la zona de concesión de Chilquinta y CGE Distribución, durante el periodo 2030-2, la energía inyectada por estas centrales alcanzaría aproximadamente los 284 y 1636 GWh, respectivamente. Los precios asociados a estos niveles de inyección se indican en la Fig. 5.10. Dado que la energía inyectada por centrales PMGD en la zona de concesión de CGE Distribución es considerablemente mayor que en la de Chilquinta, aun cuando ambas son mayores a 210 GWh, el precio promedio ponderado de la energía total

de CGE Distribución sigue siendo inferior al de Chilquinta.

En resumen, lo que se observa en la Fig. 5.10, es que para el periodo 2030-2, las curvas que representan el precio promedio ponderado de la energía total de Chilquinta y CGE Distribución, en función de la cantidad de energía de PMGD considerada, no son iguales. Este comportamiento se debe a que ambas distribuidoras cuentan con contratos de suministro distintos, con precios y cantidades de energía diferentes para cada uno de ellos. Además, los niveles de proyección de inyecciones de energía de centrales PMGD ubicadas en las respectivas zonas de concesión también varían, así como también los puntos de oferta y compra, lo que se traduce en precios distintos para la energía proveniente de estas centrales. Esto provoca la incorporación de energía de centrales PMGD en el cálculo del PNP de cada distribuidora tenga efectos diferentes.

5.2.5. Distribuidoras con mayor demanda

Si bien el análisis técnico del PNP permite evaluar el impacto económico de incorporar energía proveniente de PMGD, es igualmente relevante considerar cuántos usuarios se verían potencialmente afectados por esta medida. Para ello, en esta subsección se presenta la evolución del PNP de algunas de las distribuidoras con mayor número de clientes regulados del país.

El objetivo es visualizar cómo varían los precios en estas zonas de alta concentración poblacional y, por ende, estimar de forma indirecta la magnitud social del impacto. Este enfoque permite complementar el análisis sistémico y territorial con una dimensión más cercana al usuario final, aportando una perspectiva adicional sobre la relevancia de los resultados obtenidos.

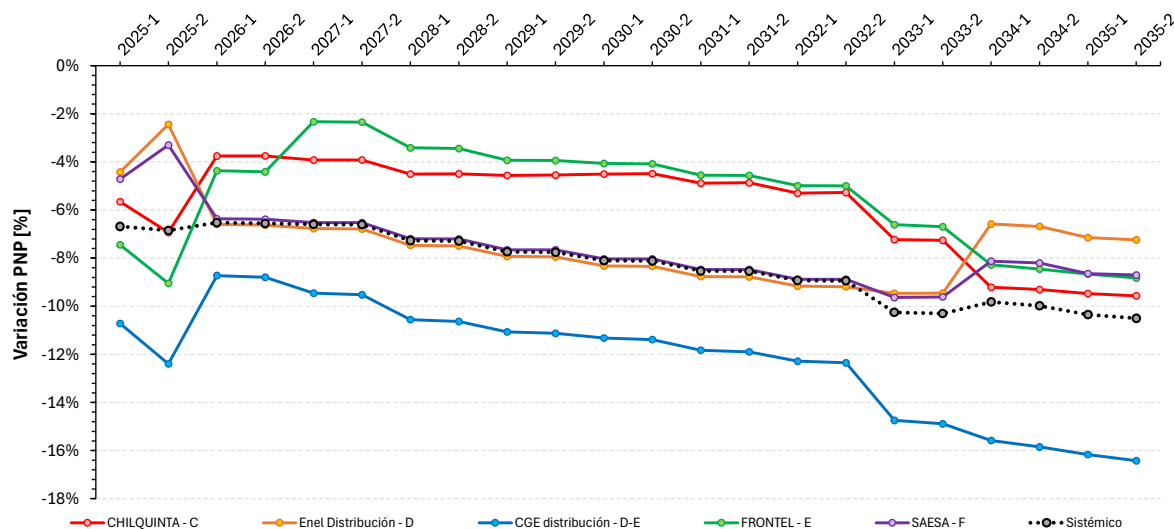


FIGURA 5.11: Comparación del PNP Sistémico y de distribuidoras ENEL Distribución, CGE Distribución, Chilquinta, SAESA y Frontel, caso LM-75. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 5.11 se presentan el PNP sistémico y los PNP correspondientes a las distribuidoras Chilquinta (STx C), ENEL Distribución (STx D), CGE Distribución (STx D y E), Frontel (STx E) y SAESA (STx F), las cuales concentran la mayor parte de los clientes regulados del país. Según lo indicado en la subsección 2.3.1.1, estas empresas agrupan el 76,6 % de los

clientes regulados, lo que equivale a 5.849.101 de un total de 7.634.510 usuarios.

Bajo un escenario intermedio, considerando valorización de la energía PMGD al LCOE, proyección media de inyecciones y participación del 75 %, todas las curvas se sitúan por debajo del caso base durante todo el periodo de análisis, reflejando el efecto de abaratamiento asociado a la incorporación de generación de PMGD. No obstante, la magnitud de esta reducción varía entre distribuidoras, siendo CGE Distribución (STx D y E) la que registra las caídas más significativas. Esta empresa de distribución, en particular, en dichos subsistemas de transmisión zonal, concentra cerca del 30 % de los clientes regulados del país, equivalentes a 2.282.606 usuarios.

5.3. Impacto en las cuentas finales de clientes regulados

Como se mencionó anteriormente en la sección 2.4, las cuentas finales de los clientes regulados, específicamente aquellos que cuentan con la tarifa residencial BT1a, incluye diversos cargos adicionales al correspondiente por la energía consumida. El cálculo de estos cargos adicionales escapa a los objetivos de este trabajo, no obstante, es posible realizar un análisis aproximado considerando los valores más recientes disponibles para dichos cargos.

Para ello, se utilizarán los valores incluidos en el Decreto 5T, de abril de 2025, correspondiente a las fórmulas tarifarias para el periodo comprendido entre noviembre de 2020 y noviembre de 2024, y los valores para los FETR contenidos en el Decreto 14T, de mayo de 2025 [38], aplicándolos como referencia para estimar las cuentas finales para los periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2. Adicionalmente, se utilizaron los PNP proyectados en este trabajo, los cuales fueron convertidos de USD/MWh a \$/kWh haciendo uso del dólar observado promedio correspondiente al mes de mayo de 2025 [39]. Si bien estos resultados no constituyen una proyección exacta, permiten obtener una aproximación razonable del efecto que tendría la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD en el cálculo de los PNP sobre las cuentas finales de suministro eléctrico por los clientes regulados.

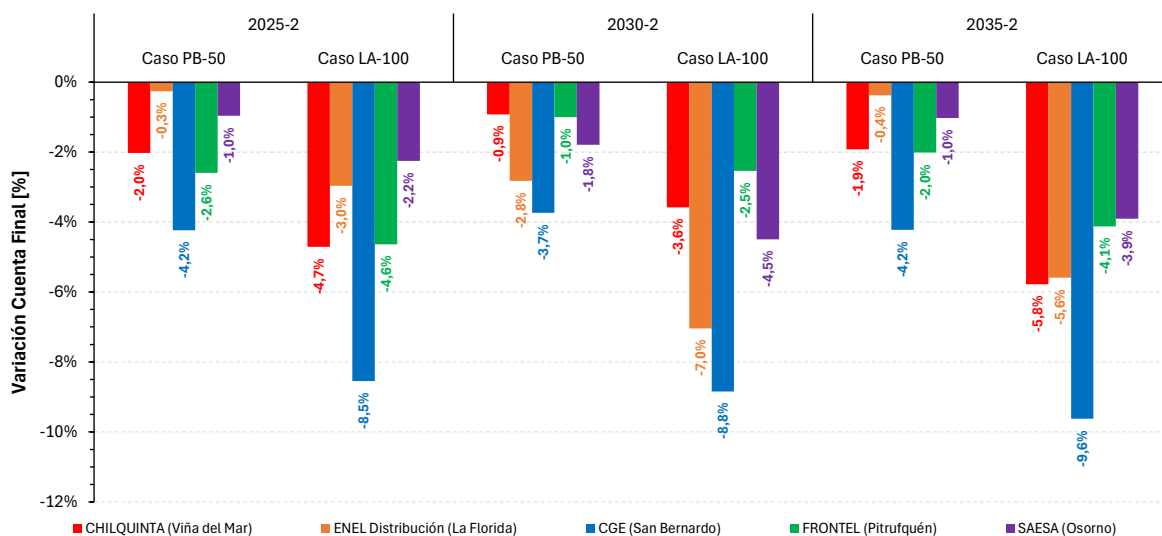


FIGURA 5.12: Variación de las cuentas finales de clientes regulados. Casos PB-50 y LA-100. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 5.12 se presenta la variación porcentual de las cuentas finales de clientes regulados para los casos PB-50 y LA-100, en comparación con el caso base, para los periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2, considerando las mismas empresas de distribución que se analizan en la subsección anterior. Se observa que, en ambos casos de estudio, las cuentas finales disminuyen respecto del caso base, siendo esta reducción más pronunciada en el caso LA-100, como era de esperarse dado que este se trata de caso de estudio más optimista.

El impacto de la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD en el cálculo de los PNP tiene un impacto diferenciado entre las distintas distribuidoras. Esto debido tanto a las diferencias en los contratos de suministro, puntos de oferta y compra, y proyecciones de energía de centrales PMGD, como se expone en la subsección 5.2.4.3, como también de las diferencias en los cargos adicionales al cargo por energía, lo cual fue tratado en la sección 2.4.

Tomando en cuenta lo anterior, al igual que en lo analizado en la subsección 5.2.5, la distribuidora CGE Distribución es la que presenta las mayores variaciones. Específicamente, los clientes regulados con tarifa BT1a de la comuna de San Bernardo, podrían experimentar una reducción en sus cuentas finales de entre un 3,7 % y un 9,6 % mensual, dependiendo del periodo analizado y del caso de estudio considerado.

TABLA 5.4: Valor de cuenta mensual promedio, ahorro mensual promedio y ahorro semestral de clientes regulados. Tarifa BT1a. Comuna de San Bernardo. Distribuidora CGE Distribución. Fuente: elaboración propia.

Periodo	Cuenta Mensual Promedio (\$)	Ahorro Mensual Promedio (\$)	Ahorro Semestral (\$)
Caso PB-50			
2025-2	30.102	1.276	7.656
2030-2	31.259	1.166	6.999
2035-2	25.267	1.067	6.400
Caso LA-100			
2025-2	30.102	2.572	15.434
2030-2	31.259	2.763	16.581
2035-2	25.267	2.431	14.586

En la Tabla 5.4, se muestra el ahorro promedio en las cuentas finales de clientes regulados con tarifa BT1a de la comuna de San Bernardo (CGE Distribución), para los casos PB-50 y LA-100, considerando un consumo mensual promedio de 150 kWh.

5.4. Impacto en la recaudación de empresas de generación

Además de afectar el Precio de Nudo Promedio, la incorporación de energía proveniente de centrales PMGD en el proceso de cálculo tiene consecuencias directas sobre la recaudación de las empresas generadoras que poseen contratos de suministro con distribuidoras. En el modelo original, la demanda de cada empresa distribuidora es abastecida exclusivamente por los contratos adjudicados en las licitaciones, asignando a cada contrato una participación proporcional a la razón entre la energía comprometida por dicho contrato y el total adjudicado

a la distribuidora correspondiente.

Con la inclusión de energía adicional desde PMGD, el total de energía considerada en el cálculo del PNP aumenta, y la fracción atribuida a cada contrato existente disminuye en consecuencia. Esto implica que los generadores con contratos vigentes pierden parte del volumen de energía que originalmente abastecían, lo que se traduce en una reducción directa de sus ingresos asociados a la venta de energía regulada.

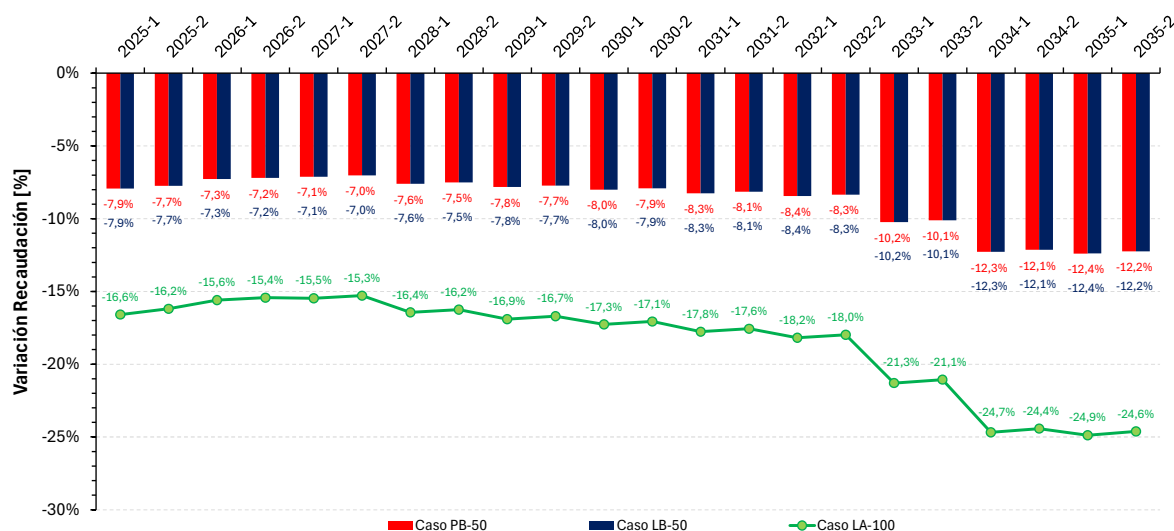


FIGURA 5.13: Variación de la recaudación por energía por parte de empresas de generación con contratos de suministro, casos PB-50, LB-50 y LA-100. Nota: valores expresados en millones de dólares estadounidenses. Los porcentajes corresponden a la reducción respecto del caso base. Fuente: elaboración propia.

En la Fig. 5.13 se presenta la suma de todas las recaudaciones por energía correspondientes exclusivamente a las empresas generadoras con contratos de suministro, excluyendo a las centrales PMGD de esta suma, para los casos PB-50, LB-50 y LA-100. El gráfico muestra que, en los tres casos, la recaudación de las empresas generadoras disminuye, siendo esta reducción más pronunciada en el caso LA-100, donde se considera una participación del 100 % de energía proveniente de centrales PMGD.

Se observa que, si bien la recaudación disminuye en los tres escenarios, los casos PB-50 y LB-50 presentan exactamente la misma recaudación. Esto indica que la recaudación no depende del régimen de valorización de la energía PMGD, sino más bien de la cantidad de energía PMGD incorporada en el cálculo del PNP. Esta situación se explica por la forma en que se despacha la energía de cada contrato. Como se mencionó anteriormente, se utiliza la razón entre la energía comprometida por el contrato y el total adjudicado a la distribuidora correspondiente, por lo tanto, el precio de la energía de cada contrato no incide en lo absoluto en la cantidad de energía despachada, y en consecuencia, no afecta la variación en la recaudación de las empresas generadoras.

En la subsección E.4 de los Anexos se muestra la Tabla E.4 con los valores de la recaudación semestrales por parte de empresas generadoras para los casos PB-50, LB-50 y LA-100.

5.5. Resumen de resultados

En esta sección se presenta un resumen de los principales resultados obtenidos en los análisis realizados en las secciones anteriores, tanto a nivel sistémico como desagregado por distribuidora, para los periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2, con el objetivo de poder compararlos directamente.

En la sección E de los Anexos, se presentan los resultados completos para todos los casos de estudio, periodos y distribuidoras analizadas en este trabajo.

5.5.1. Resumen de resultados, PNP sistémico

En la Tabla 5.6 se muestra un resumen de los principales resultados obtenidos a nivel sistémico, considerando los casos de estudio analizados en este trabajo en cada una de las subsecciones anteriores.

TABLA 5.5: Resumen de resultados obtenidos. PNP Sistémico. Periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2. Fuente: elaboración propia.

Caso de Estudio	2025-2		2030-2		2035-2	
	Precio (USD/MWh)	Variación	Precio (USD/MWh)	Variación	Precio (USD/MWh)	Variación
Presentación caso base (5.2.1)						
C-0	96,02	0%	97,54	0%	68,93	0%
Análisis casos extremos (5.2.2)						
PB-50	92,49	-3,68%	93,31	-4,34%	65,98	-4,27%
LA-100	87,23	-9,15%	86,87	-10,94%	59,53	-13,63%
Sensibilidad al escenario de valorización (5.2.3.1)						
PA-100	88,62	-7,71%	88,47	-9,30%	63,11	-8,44%
LA-100	87,23	-9,15%	86,87	-10,94%	59,53	-13,63%
Sensibilidad al escenario de proyección de energía PMGD (5.2.3.2)						
LB-100	88,64	-7,69%	88,77	-9,00%	61,09	-11,37%
LA-100	87,23	-9,15%	86,87	-10,94%	59,53	-13,63%
Sensibilidad al escenario de participación (5.2.3.3)						
LB-50	91,83	-4,37%	92,57	-5,10%	64,21	-6,84%
LB-100	88,64	-7,69%	88,77	-9,00%	61,09	-11,37%

5.5.2. Resumen de resultados, PNP por distribuidora

En la Tabla 5.6 se muestra un resumen de los principales resultados obtenidos a nivel de distribuidora. Se consideran las empresas de distribución que concentran la mayor parte de los clientes regulados del país, las cuales fueron analizadas en la subsección 5.2.5.

TABLA 5.6: Comparación de resultados. PNP de distribuidoras Chilquinta (STx C), CGE Distribución (STx D), ENEL Distribución (STx D), FRONTEL (STx E) y SAESA (STx F). Periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2. Fuente: elaboración propia.

Distribuidora (STx)	2025-2		2030-2		2035-2	
	Precio (USD/MWh)	Variación	Precio (USD/MWh)	Variación	Precio (USD/MWh)	Variación
Caso C-0						
Chilquinta (C)	107,26	0 %	103,53	0 %	75,99	0 %
CGE (D)	91,19	0 %	97,34	0 %	65,47	0 %
ENEL (D)	95,39	0 %	102,72	0 %	69,40	0 %
FRONTEL (E)	84,80	0 %	83,67	0 %	62,98	0 %
SAESA (F)	70,93	0 %	75,34	0 %	52,77	0 %
Caso PB-50						
Chilquinta (C)	103,35	3,65 %	101,78	1,68 %	72,88	4,10 %
CGE (D)	84,40	7,44 %	91,14	6,37 %	59,80	8,66 %
ENEL (D)	94,98	0,43 %	98,10	4,50 %	68,91	0,71 %
FRONTEL (E)	79,76	5,94 %	81,75	2,30 %	59,51	5,51 %
SAESA (F)	69,23	2,40 %	72,09	4,32 %	51,14	3,09 %
Caso LA-100						
Chilquinta (C)	98,17	8,48 %	96,75	6,55 %	66,64	12,30 %
CGE (D)	77,51	15,00 %	82,64	15,10 %	52,55	19,74 %
ENEL (D)	90,75	4,87 %	91,18	11,23 %	62,10	10,52 %
FRONTEL (E)	75,79	10,63 %	78,77	5,86 %	55,87	11,29 %
SAESA (F)	66,96	5,61 %	67,19	10,82 %	46,58	11,74 %

6. Conclusiones

La presente memoria evaluó el impacto de incorporar la energía proveniente de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) en el cálculo de los Precios de Nudo Promedio (PNP), partiendo del supuesto de que dicha energía es más barata que la comprometida en los contratos de suministro actualmente vigentes. Para ello, se utilizó como base el modelo oficial de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el cual fue adaptado para incluir proyecciones de inyecciones de energía PMGD valorizadas bajo dos regímenes de precios, considerando escenarios variables de proyección y participación de energía utilizada. Esta metodología permitió proyectar el PNP sistémico y por distribuidora entre los años 2025 y 2035 bajo múltiples combinaciones de escenarios.

Los resultados muestran que la inclusión de generación distribuida produce una reducción generalizada en los PNP sistémicos, siendo más significativa en el caso de estudio en donde la energía de PMGD se valoriza al Costo Nivelado de Energía (LCOE), se considera una proyección de inyecciones alta y se utiliza el 100 % de dicha energía. No obstante, es importante señalar que el LCOE representa un límite inferior teórico del costo de generación, ya que corresponde al valor mínimo necesario para que una central recupere sus costos totales en el largo plazo. En la práctica, no sería posible adquirir energía a ese precio, tanto porque representa una rentabilidad nula para el generador, como porque cada proyecto presenta características técnicas y financieras distintas. Además, debido a que la mayoría de las centrales PMGD son fotovoltaicas, el LCOE empleado se calculó exclusivamente para esa tecnología, por lo que su aplicación como valor único para todo el parque de centrales PMGD introduce una simplificación adicional.

A pesar de lo anterior, incluso en los casos de estudio más conservadores en los que se valoriza la energía de PMGD al Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP), los resultados siguen mostrando reducciones en los PNP. A diferencia del LCOE, el PNCP sí corresponde a un valor real de mercado, calculado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con base en promedios de costos marginales del sistema, y es utilizado efectivamente como régimen de valorización por la mayoría de las centrales PMGD en operación. Por tanto, los ahorros obtenidos en estos casos de estudio no solo son técnicamente consistentes, sino también representativos de condiciones de mercado factibles.

En relación con los PNP de cada distribuidora, se ha observado que estos pueden aumentar incluso cuando se incorpora energía proveniente de centrales PMGD, y en otros casos disminuir a pesar de no incluir dicha energía. Este comportamiento, en ambos escenarios, se explica por un reajuste que busca evitar que el PNP de alguna distribuidora supere en más de un 5 % al PNP promedio en un punto de referencia común, lo que da lugar a recargos, en el caso de distribuidoras cuyo PNP cumplen con este límite, o descuentos, en el caso de distribuidoras cuyo PNP exceden el límite, aplicados según sea el caso. Sin embargo, independientemente de estos efectos particulares, el PNP sistémico presenta una reducción, lo que evidencia que la incorporación de energía PMGD contribuye a una disminución general de los costos de

suministro.

Adicionalmente, al analizar las cuentas finales de los clientes regulados, se constató que la disminución de los PNP, efectivamente, se traduce en reducciones en el monto final pagado por los usuarios. No obstante, el efecto de la disminución de los PNP en las cuentas finales se ve atenuado debido a la presencia de cargos adicionales al cargo por energía consumida. Aunque este cálculo y proyección de las cuentas finales se realizó de manera aproximada y utilizando referencias tarifarias vigentes a 2025, los resultados permiten evidenciar que los clientes regulados podrían experimentar ahorros directos en sus cuentas de suministro eléctrico, siendo estos más significativos en escenarios optimistas de valorización e inyección de energía de centrales PMGD. Tomando como ejemplo CGE Distribución, y específicamente la comuna de San Bernardo, se muestran reducciones que oscilan entre un 3,7 % y un 9,6 % mensual, dependiendo del periodo analizado y del caso de estudio considerado. En cualquier caso, el efecto de la disminución de los PNP, debido a la inclusión en su cálculo de energía proveniente de centrales PMGD, no es uniforme entre todas las empresas de distribución, ya que depende de múltiples factores, como puede ser la cantidad de centrales PMGD dentro de la zona de concesión de la respectiva distribuidora, la energía que estas centrales generen, la magnitud de los cargos adicionales propios de cada distribuidora, entre otros.

Asimismo, se observa que la reducción en los costos de suministro para las distribuidoras y por consiguiente para los clientes regulados, producto de la incorporación de energía más barata proveniente de centrales PMGD, implica inevitablemente una disminución en la recaudación por ventas de energía de las empresas generadoras con contratos vigentes, lo que podría generar implicancias económicas y regulatorias relevantes que deben ser cuidadosamente evaluadas.

En síntesis, los hallazgos de este estudio respaldan la hipótesis inicial respecto a los beneficios potenciales de considerar la generación distribuida en el cálculo de los PNP. Si bien se requiere un análisis más profundo para definir mecanismos concretos de implementación y valorización, la evidencia obtenida entrega insumos relevantes para que las autoridades pertinentes lo consideren en futuras actualizaciones del marco normativo, en línea con una matriz más descentralizada y eficiente.

Trabajos futuros

Si bien los resultados obtenidos son consistentes con los objetivos planteados, existen ámbitos no abordados en esta memoria que podrían ser explorados en trabajos futuros para complementar y ampliar el análisis.

Con el objetivo de mejorar la precisión de las proyecciones llevadas a cabo en esta memoria se proponen las siguientes líneas de trabajo futuro:

- Realizar un análisis más detallado de las características técnicas y financieras de las centrales PMGD, considerando aspectos como la tecnología de generación específica de cada central, su ubicación geográfica, costos de conexión, operación y mantenimiento, entre otros. Esto permitiría una mejor estimación de los precios de energía que cada una de estas centrales podría ofrecer.

- Generar proyecciones de los cargos presentes en las cuentas finales de los clientes regulados, considerando las tendencias históricas y posibles cambios regulatorios futuros, para obtener una estimación más completa del impacto en las cuentas finales de suministro eléctrico.
- Analizar la disposición de centrales PMGD de participar en el mercado de suministro de clientes regulados, a través de un mecanismo como el que se evalúa en esta memoria, de modo de poder contar con valores de participación más representativos y cercanos a la realidad.

Adicionalmente, dado que se observó que luego de la incorporación de energía PMGD en el cálculo de los PNP, algunas distribuidoras experimentan aumentos en su PNP, sería relevante explorar mecanismos alternativos que permitan compensar estos efectos, de modo de asegurar que todos los clientes regulados puedan beneficiarse de la inclusión de generación distribuida en el cálculo de los PNP.

Finalmente, resulta importante explorar también las repercusiones regulatorias y económicas que podría generar la inclusión de generación distribuida en el cálculo de los PNP sobre los distintos actores del sistema eléctrico, en particular las empresas generadoras con contratos vigentes, cuya recaudación por ventas de energía se vería directamente afectada.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto con Fuerza de Ley 4; Decreto con Fuerza de Ley 4/20018; Fija Texto Refundido, Coordinado Y Sistematizado Del Decreto Con Fuerza De Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=258171>, Febrero 2007.
- [2] Ministerio de Energía, “Decreto 86; Aprueba Reglamento Para La Fijación De Precios De Nudo.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1131223>, Abril 2013.
- [3] Ministerio de Energía, “Decreto 88: Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1150437>, Octubre 2020.
- [4] Valgesta Nueva Energía, “Boletín Informativo N°6.” Disponible en: <https://valgesta.com/inicio/wp-content/uploads/2024/06/BoletinJun24.pdf>, Junio 2024.
- [5] Ministerio de Energía, “Ley 21185; Crea Un Mecanismo Transitorio De Estabilización De Precios De La Energía Eléctrica Para Clientes Sujetos A Regulación De Tarifas.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1138181>, Noviembre 2019.
- [6] Ministerio de Energía, “Ley 21194; Rebaja La Rentabilidad De Las Empresas De Distribución Y Perfecciona El Proceso Tarifario De Distribución Eléctrica.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1140301>, Diciembre 2019.
- [7] Ministerio de Energía, “Ley 21472; Crea Un Fondo De Estabilización De Tarifas Y Establece Un Nuevo Mecanismo De Estabilización Transitorio De Precios De La Electricidad Para Clientes Sometidos A Regulación De Precios.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1179524>, Agosto 2022.
- [8] Ministerio de Desarrollo Social y Familia, Ministerio de Energía y Ministerio de Hacienda, “Informe de la comisión de minería y energía recaído en el proyecto de ley que modifica diversos cuerpos legales en materia de estabilización tarifaria.” Disponible en: <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=26374&prmTIPO=INFORMELEY>, Abril 2024.
- [9] Ministerio de Energía, “Ley 21667; Modifica Diversos Cuerpos Legales, En Materia De Estabilización Tarifaria.” Disponible en: <https://www.leychile.cl/navegar?idNorma=1203005>, Abril 2024.

- [10] Grupo Energie, “Cuánto, cuándo y por qué subirán tarifas eléctricas.” Disponible en: <https://www.energie.cl/index.php/es/noticias>, Junio 2024.
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional - Unidad Monitoreo de la Competencia, “Informe Mensual Pequeños Medios de Generación Distribuida.” Disponible en: https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/03/informe_pmgd_2025_03.pdf, Marzo 2025.
- [12] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, “Agenda de Energía 2022 - 2026.” Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_energia_2022_-_2026.pdf, Agosto 2022.
- [13] Comisión Nacional de Energía, “Capacidad instalada de generación.” Disponible en: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/consulta-publica/electricidad/>, 2025.
- [14] Comisión Nacional de Energía, “Informe de Costos de Tencologías de Generación y Almacenamiento.” Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/05/ICTGA-2025.pdf>, Mayo 2025.
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional, “Gráficos y Datos - Mercado - Costos Marginales.” Disponible en: <https://www.coordinador.cl/costos-marginales/>, 2025.
- [16] Comisión Nacional de Energía, “Tarificación Eléctrica.” Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>, 2025.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional, “Antecedentes de Cálculo para las Transferencias Económicas.” Disponible en: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>, 2025.
- [18] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Ley 20.018; Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=238139>, Mayo 2005.
- [19] Energía Abierta, “Estadísticas - Electricidad - Cantidad de clientes regulados.” Disponible en: <http://energiaabierta.cl/categorias-estadistica/electricidad/>, 2025.
- [20] Ministerio de Energía, “Decreto 5T: Fija Fórmulas Tarifarias Aplicables a los Suministros Sujetos a Precios Regulados que se Señalan, Efectuados por las Empresas Concesionarias de Distribución que se Indican.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1204074>, Abril 2025.
- [21] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°908: Aprueba Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020-noviembre 2024..” Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/12/RE-CNE-N-908-Aprueba-IT-Calculo-VAD-2020-2024.zip>, Diciembre 2022.
- [22] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°333: Aprueba Informe Técnico Definitivo para la Fijación de los Cargos a que se Refieren los Artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos.” Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/06/REX-333-2025.pdf>, Junio 2025.

- [23] Empresas Eléctricas A.G., “Licitación de Suministro 2023/01.” Disponible en: <https://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-antteriores/licitacion-de-suministro-202301/>, 2024.
- [24] Empresas Eléctricas A.G., “Licitación de Suministro 2025/01.” Disponible en: <https://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-vigentes/>, 2025.
- [25] Comisión Nacional de Energía, “Informe Definitivo de Previsión de Demanda Eléctrica 2023-2043.” Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/Rex-N-329-Aprueba-Informe-Def-Prev-Dda-VF.pdf>, 2024.
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional - Sergio Cortez, “Proyección de Generación Distribuida del SEN, periodo 2021-2041.” Disponible en: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/03/08-Apendice-VIII-Proyeccion-de-Generacion-Distribuida-del-SEN-periodo-2021-2041.pdf>, Noviembre 2021.
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional - Departamento de Hidrocarburos, “Informe de Proyecciones de Precios de Petróleo Crudo, Carbón Térmico y Gas Natural 2025-2045.” Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/06/Res-Ex-CNE-N334-Aprueba-Inf-Proy-precios-crudo-carbon-GN-2025-2045-3.pdf>, Junio 2025.
- [28] Comisión Nacional de Energía, “Licitaciones de suministro para distribuidoras - Índices de precios de combustibles.” Disponible en: <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/licitaciones-y-suministros/>, 2025.
- [29] Comisión Nacional de Energía, “Decreto 1T: Fija Precios de Nudo Para Suministros de Electricidad.” Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2025/04/Decreto-PNCP-1-2025.pdf>, Abril 2025.
- [30] Valgesta Nueva Energía, “Boletín Informativo N°8.” Disponible en: <https://valgesta.com/inicio/wp-content/uploads/2024/08/BoletinAgo24.pdf>, Agosto 2024.
- [31] R. Palma-Behnke, R. Abarca del Rio, C. Agostini, C. Alvear, J. Amaya, P. Araya, N. Arellano, P. Arriagada, C. Avilés, C. Barria, A. Berg, D. Buchuk, J. M. Cardemil, F. Dall’Orso, M. P. Domínguez, C. Escauriaza, F. Feijoo, A. Figueroa, C. Flores, C. Gamboni, M. J. García, A. G. Faúndez, L. Gonzales, K. González, F. Gracia, L. Gutiérrez, J. Haas, J. Höhl, C. Ibarra, A. Inguerzon, A. Karelovic, T. Lindsay, Álvaro Lorca, J. Mager, R. Mackenzie, M. Montedónico, P. Moraga, R. Moreno, R. O’Ryan, J. C. Osorio-Aravena, M. Osses, C. Parker, J. P. Osses, C. Portillo, A. L. Prieto, V. Puga, S. Quiroz, M. Radrigán, L. Ramírez-Camargo, C. Ramírez-Pascualli, L. Reyes-Chamorro, L. Reyes-Bozo, R. Riquelme, M. Rojas, H. Romero-Toledo, A. M. Ruz, A. Santander, R. Sion, J. P. Searle, H. Sepúlveda, C. S. Montes, C. Silva de Carvalho, C. Urmeneta, A. Urquiza, J. Vargas, y S. Vicuña, “The Chilean Potential for Exporting Renewable Energy (Mitigation and Energy Working Group Report).” Disponible en: https://minciencia.gob.cl/uploads/filer_public/c4/e1/c4e187c3-9545-481c-bc12-8a75a20b83d7/the_chilean_potential_for_exporting_renewable_energy.pdf, 2021.
- [32] Coordinador Eléctrico Nacional - Plataforma Mercados, “Transferencia de Archivos - Proceso BADX.” Disponible en: <https://web.ifc.coordinador.cl/>, 2025.

- [33] Coordinador Eléctrico Nacional, “Plataforma Infotécnica - Instalaciones en operación - Unidades Generadoras PMGD.” Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras-pmgd>, 2025.
- [34] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, “Gis Eléctrico.” Disponible en: <https://apps.sec.cl/giselect/>, 2025.
- [35] Empresas Eléctricas A.G., “Licitación de Suministro 2021/01.” Disponible en: <https://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-anteriores/licitacion-suministro-202101/>, 2022.
- [36] Empresas Eléctricas A.G., “Licitación de Suministro 2022/01.” Disponible en: <https://www.licitacioneselectricas.cl/licitaciones-anteriores/licitacion-de-suministro-202201/>, 2023.
- [37] Ministerio de Energía, “Decreto 106: Aprueba Reglamento Sobre Licitaciones de Suministro de Energía para Satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica y Deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1091664>, Junio 2016.
- [38] Ministerio de Energía, “Decreto 14T: Fija Precios de Nudo Promedio en el Sistema Eléctrico Nacional, de Acuerdo al Artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos y Fija Ajustes y Recargos por Aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial.” Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1214771>, Julio 2025.
- [39] Servicio de Impuestos Internos, “Dolar Observado - mayo 2025.” Disponible en: https://www.sii.cl/valores_y_fechas/dolar/dolar2025.htm, 2025.

Anexos

A. Resumen ejecutivo

A.1. Introducción General

En el marco de la transición energética que atraviesa Chile, el sistema eléctrico nacional ha experimentado una creciente incorporación de fuentes renovables y una expansión significativa de la generación distribuida. Dentro de esta última categoría destacan los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), instalaciones de hasta 9 MW de potencia, en su mayoría solares fotovoltaicas, que ya operan activamente en el sistema. Sin embargo, la energía que inyectan no se considera actualmente en el cálculo del Precio de Nudo Promedio (PNP), el cual determina el costo de la energía que las empresas distribuidoras traspasan a los clientes regulados y que se basa principalmente en contratos de suministro de largo plazo con precios fijados en condiciones pasadas, muchas veces superiores a los valores actuales.

En paralelo, a partir de 2019, se implementaron diversos mecanismos legales para estabilizar los precios de la energía ante el contexto del estallido social y la pandemia, acumulando una deuda tarifaria del orden de los 6.000 millones de dólares. El reciente término de estos mecanismos, junto con el inicio del pago de dicha deuda, ha generado alzas sustanciales en las cuentas eléctricas, estimándose aumentos promedio del 64 % para clientes residenciales regulados. En este escenario, se vuelve urgente explorar medidas que puedan reducir el precio final que enfrentan estos usuarios.

Este estudio propone evaluar el impacto de incorporar la energía de los PMGD en el cálculo de los PNP, bajo la hipótesis de que su menor costo unitario podría contribuir a mitigar las alzas tarifarias. Para ello, se adapta el modelo oficial de la Comisión Nacional de Energía (CNE), integrando inyecciones de energía PMGD bajo distintos esquemas de valorización y proyectando sus efectos sobre el PNP sistémico y por distribuidora, así como sobre la rentabilidad de los contratos vigentes de generación.

A.2. Antecedentes y Marco Teórico

A.2.1 Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) corresponden a centrales de hasta 9 MW conectadas a redes de distribución, que han cobrado creciente protagonismo en el sistema eléctrico chileno gracias a sus bajos costos, simplicidad operativa y los incentivos regulatorios vigentes. Desde 2014 su capacidad instalada ha crecido exponencialmente, alcanzando más de 3.200 MW en 2024. De esta capacidad instalada, un 83,3 % corresponde a tecnología solar fotovoltaica, lo que refleja la clara tendencia hacia soluciones renovables distribuidas.

Estas centrales pueden optar por distintos regímenes de valorización para sus inyecciones de energía:

- **Costo Marginal instantáneo (CMg):** corresponde al costo en el que se incurre para suministrar una unidad adicional de energía al sistema, dado un cierto nivel de generación.
- **Precio Estabilizado (PE):** son calculados por la CNE semestralmente y corresponden a los precios básicos de energía ajustados a la banda de mercado. Se definen para 6 intervalos temporales.
- **Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP):** adicionalmente y de forma excepcional, las centrales que cumplan con las condiciones establecidas en el artículo 2° transitorio del Decreto 88, de octubre de 2020, podrán optar a un régimen de valorización de inyecciones de energía a Precio de Nudo de Corto Plazo.

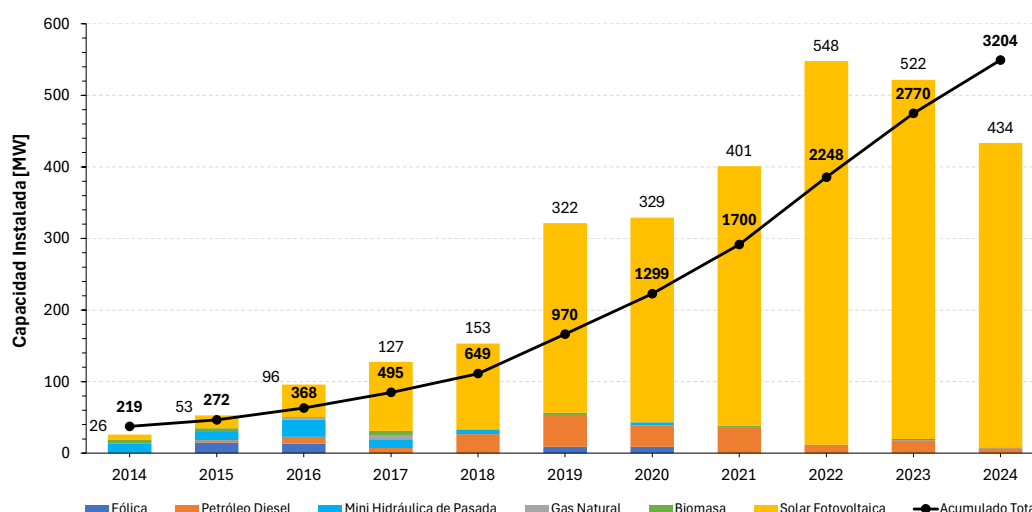


FIGURA A.1: Capacidad instalada de centrales PMGD por tecnología: nuevos proyectos por año y acumulada total hasta 2024. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [13].

Actualmente, el 67 % de los proyectos PMGD opta por el PNCP, debido a que ofrece mayor estabilidad y mejores ingresos durante las horas de generación solar, en comparación con el volátil CMg. Esto se explica en buena parte debido a que el 83 % de la capacidad instalada de PMGD corresponde a tecnología solar fotovoltaica, que genera principalmente durante las horas de mayor irradiación solar.

A.2.2 Precio de Nudo Promedio

El Precio de Nudo Promedio es uno de los precios que las concesionarias de distribución eléctrica traspasan a los clientes regulados que se encuentran conectados a las instalaciones de distribución que se encuentran dentro de su zona de concesión. Los PNP se construyen como el promedio de los PNLP ponderados por el volumen de suministro correspondiente para cada distribuidora. Su cálculo es efectuado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) semestralmente y se aplican desde enero de 2010, fecha en la cual entraron en vigencia los primeros contratos de suministro licitados.

A.2.3 Cálculo de cuentas finales de clientes regulados

Para estimar el impacto de la incorporación de energía de centrales PMGD en las cuentas finales de clientes regulados, se calculó el monto total a pagar bajo la tarifa BT1a, la más común en clientes residenciales, considerando tanto el cargo por energía (afectado directamente por el Precio de Nudo Promedio, PNP) como otros cargos adicionales (transmisión, servicio público, fondo de estabilización, potencia, etc.). Usando valores vigentes para 2025-2, se observó que el cargo por energía representa entre un 40 % y 60 % del total, dependiendo de la comuna y el nivel de consumo, lo que implica que las variaciones en el PNP tienen un impacto importante pero atenuado en las boletas finales.

A.3. Obtención de datos

Para proyectar los Precios de Nudo Promedio hasta 2035, se requieren estimaciones actualizadas y coherentes de variables clave: demanda de clientes regulados, inyecciones proyectadas de los PMGD, índices de precios de combustibles usados en la indexación de los PNLP, y precios para valorizar la energía PMGD. A continuación, se describen las fuentes, criterios y metodologías utilizadas para proyectarlas.

A.3.1 Proyección de demanda de clientes regulados

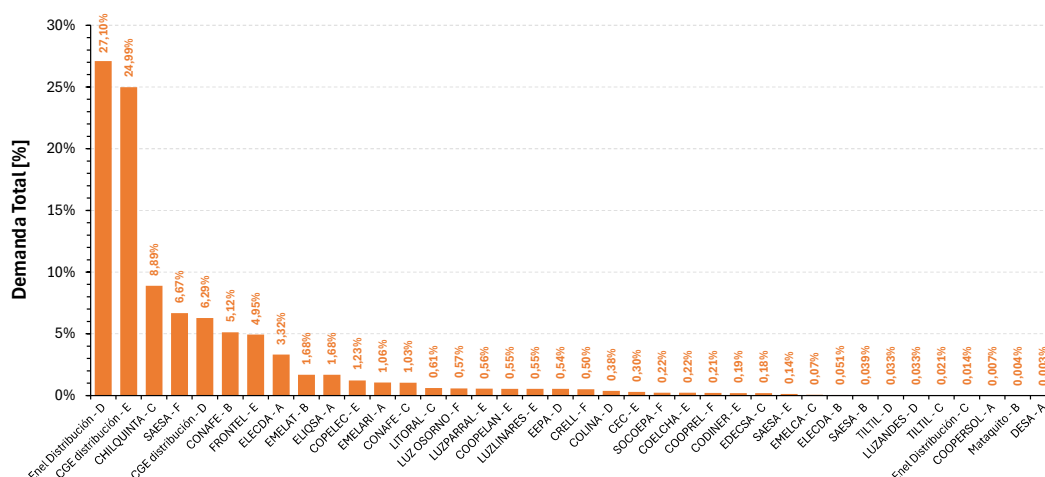


FIGURA A.2: Suma de la demanda regulada proyectada entre 2025 y 2035, por distribuidora y subsistema de transmisión zonal, expresada como porcentaje del total de demanda proyectada para clientes regulados. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [25].

La proyección de demanda de clientes regulados utilizada en esta memoria proviene del Informe de Previsión de Demanda 2023 de la CNE, el cual entrega estimaciones mensuales por concesionaria y subestación primaria hasta 2043. Para este estudio, se considera el período 2025-2035, aplicando dicha proyección al modelo de cálculo de la CNE.

A.3.2 Proyección de inyecciones de energía de PMGD

La proyección de la energía inyectada al sistema por medios de generación de pequeña escala se extrae desde el Estudio de Proyección de Generación Distribuida del SEN, periodo 2021-2041, el cual forma parte de la Propuesta de Expansión de la Transmisión de 2022 [26].

A.3.3 Proyección de índices de precios de combustibles

Otra variable que forma parte del cálculo de los PNP, son los índices de precios de combustibles. Estos son usados específicamente en la indexación de los precios de nudo de largo plazo. Los índices de precios usados en esta memoria fueron extraídos desde el Informe de Proyecciones de Precios de Petróleo Crudo, Carbón Térmico y Gas Natural elaborado por la CNE para el periodo 2025-2045 [27].

A.3.4 Proyección de precios de energía de PMDG

Para evaluar el impacto de incluir energía de centrales PMGD en el cálculo del PNP sistémico, es clave definir su valorización. Se consideran dos escenarios: el costo nivelado de energía (LCOE), que actúa como cota inferior al reflejar el mínimo necesario para cubrir costos de producción y mantenimiento, y el Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP), valor de mercado que refleja cómo muchas centrales PMGD actualmente comercializan su energía de forma rentable, como se analizó en la sección.

Proyección de Precios de Nudo de Corto Plazo

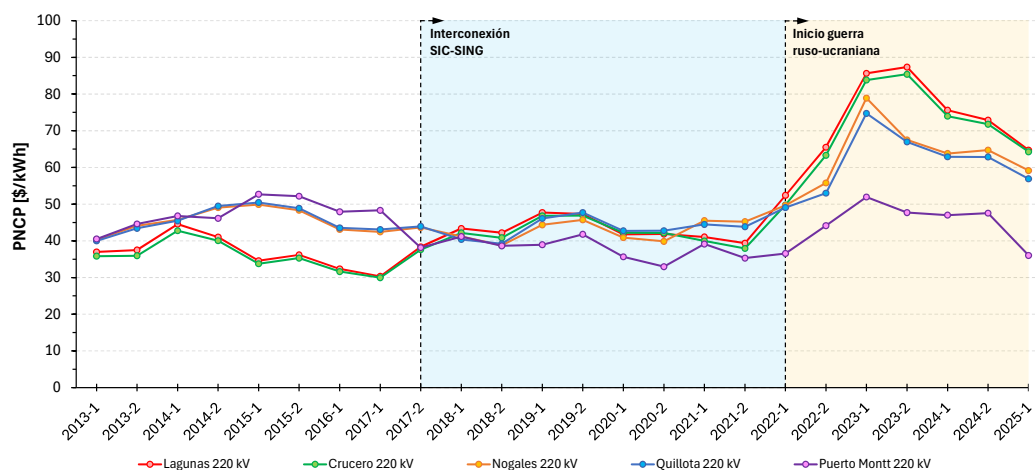


FIGURA A.3: Valores históricos de los Precios de Nudo de Corto Plazo en las barras Lagunas 220 kV, Crucero 220 kV, Nogales 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV. Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CNE [16].

Para proyectar los PNCP, se analizó su evolución entre 2013 y 2025 usando datos de la CNE para cinco nudos clave del sistema. Tras la interconexión del SIC y el SING en 2017, los PNCP se mantuvieron estables hasta una alza pronunciada, debido al aumento en los

precios de los combustibles, a raíz del inicio de la guerra ruso-ucraniana en 2022. No obstante, desde el segundo semestre de 2023, se observa una baja sostenida, lo que indica una posible normalización hacia niveles previos a la crisis.

Debido a esto en esta memoria se optó por considerarlos constantes, tomando como referencia los valores más recientes disponibles, los cuales corresponden a los publicados en el Decreto 1T, de 2025 [29].

Cálculo y proyección del costo nivelado de energía

El LCOE es un indicador expresado en USD/MWh que estima el costo promedio de generación de una central a lo largo de su vida útil, considerando inversión, operación y mantenimiento. Permite comparar tecnologías y definir el precio mínimo necesario para alcanzar el equilibrio económico. En esta memoria, se utiliza con ese propósito, conforme a la definición matemática presentada en (A.1).

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{g \cdot (\text{CAPEX}_{g,t} + \text{FOM}_{g,t}) + \text{VOM}_e \cdot E_t}{(1 + \frac{r}{100})^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1 + \frac{r}{100})^t}} \quad (\text{A.1})$$

Para realizar el cálculo se consideraron los datos que se muestran en la Tabla A.1.

TABLA A.1: Datos para el cálculo del LCOE. Fuente: elaboración propia.

Dato	Unidad	Valor
CAPEX	[USD/MW]	946.000
FOM _{g,t}	[USD/MW·año]	1,5%·CAPEX
VOM _e	[USD/MWh]	0
g	[MW]	3
n	[año]	25
r	[%]	7
F _p	[-]	0,25
H _a	[h]	8.760
CRF	[-]	0,086
E _t	[MWh]	6.570

Luego, usando los datos de la Tabla A.1 en (A.1) se obtiene el LCOE de una central PMGD solar fotovoltaica, como se muestra en (A.2).

$$\text{LCOE} = 43,55 \text{ [USD/MWh]} \quad (\text{A.2})$$

De acuerdo a lo que se expresa en [31], se espera que el LCOE de centrales fotovoltaicas disminuya aproximadamente en 62 % entre 2022 y 2050. Por lo que se aplicó esta misma tendencia para proyectar el LCOE de las PMGD solares fotovoltaicas hasta 2035.

A.3.5 Identificación de centrales PMGD

Para integrar correctamente las inyecciones de energía PMGD en el cálculo del PNP, es esencial identificar las centrales en operación, su generación, el punto de conexión al sistema y la zona de concesión asociada. Esta información permite distribuir proporcionalmente la energía proyectada y asignar cada inyección a su distribuidora y subestación principal del sistema. Esta sección detalla el procedimiento para calcular la participación relativa de cada central y su vinculación con una zona de concesión.

A.3.6 Inclusión de nuevos contratos de suministro

El modelo de cálculo del PNP de la CNE excluye contratos adjudicados que aún no inician su suministro, lo que puede distorsionar las proyecciones futuras. Para evitar esta limitación, se incorporaron manualmente dichos contratos, obteniendo la información desde la plataforma de Licitaciones Eléctricas. Se recopilaron datos clave como distribuidoras licitantes, bloques y volúmenes de suministro, precios adjudicados, puntos de oferta y compra, y fórmulas de indexación.

A.4. Metodología

A.4.1 Adaptación del modelo de cálculo de PNP de la CNE

La CNE calcula los Precios de Nudo Promedio mediante un modelo en Excel (.xlsm), disponible en los anexos de cada proceso de fijación semestral. Para esta memoria, se utilizó como base el modelo de enero de 2025, el cual fue modificado para proyectar los PNP entre 2025 y 2035, incorporando tanto las inyecciones de energía de centrales PMGD como los contratos adjudicados que aún no inician su periodo de suministro.

En general, las modificaciones al modelo de la CNE consisten en integrar en las hojas del archivo de Microsoft Excel, los datos obtenidos en las secciones anteriores, y adaptar las fórmulas de cálculo para considerar las inyecciones de energía PMGD y los nuevos contratos de suministro cuyo periodo de suministro aún no ha iniciado.

A.4.2 Casos de estudio

Esta sección presenta los casos de estudio definidos para analizar el impacto de la incorporación de energía de PMGD en los PNP y en la rentabilidad de los contratos de suministro. Cada caso combina tres variables: un escenario de valorización de la energía (PNCP o LCOE), una proyección de inyecciones energía de PMGD (bajo, medio o alto) y un nivel de participación de dicha energía (50 %, 75 % o 100 %).

Además, se define un caso base que considera el PNP sistémico sin incluir las inyecciones de PMGD, para comparar los resultados obtenidos en los distintos casos de estudio.

A.5. Resultados

Se presentan los resultados del estudio, analizando cómo la incorporación de energía PMGD afecta a los Precios de Nudo Promedio y a los ingresos de generadoras con contratos vigentes. Se compara un caso base con distintos escenarios que combinan participación PMGD, valorización y proyecciones de inyecciones, delimitando un rango de variación de los PNP entre 2025 y 2035.

A.5.1 Efecto de la incorporación de PMGD en los PNP

Esta sección presenta los resultados del impacto de incorporar energía PMGD en el cálculo del PNP. El análisis comienza con los PNP sistémicos y luego se desagrega por distribuidora, identificando diferencias territoriales y casos particulares. El objetivo es medir tanto el impacto económico global como la distribución específica de sus efectos.

Para todos los casos de estudio, se presentan los PNP sistémicos semestrales, así como también la variación de estos respecto del caso base. En los gráficos de variación de los PNP, se muestra la diferencia respecto del caso base, por lo que valores negativos indican una disminución en el PNP.

Análisis de casos extremos

La Fig. A.4 muestra la variación semestral de los PNP sistémicos entre 2025 y 2035 respecto del caso base, comparando los escenarios más pesimistas (PB-50) y más optimistas (LA-100). Destaca que, incluso en el caso más desfavorable, se observa una disminución sostenida del PNP, entre un 3% y 5%, lo que demuestra que la incorporación de energía PMGD genera beneficios concretos en los precios de suministro para clientes regulados, incluso en escenarios adversos.

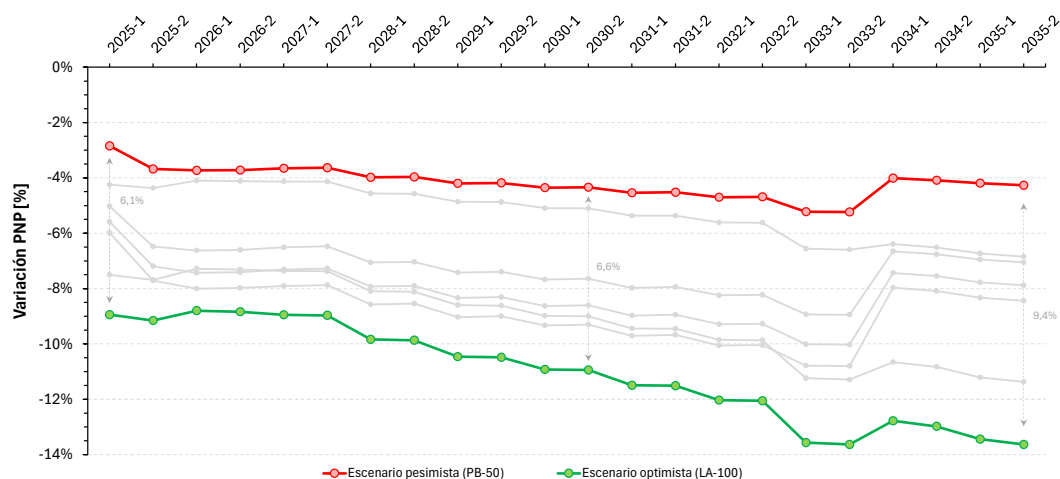


FIGURA A.4: Comparación de variación de los PNP sistémicos entre casos PB-50 y LA-100. Nota: en línea sólida color gris, los casos PB-100, PM-100, PA-100, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.

Análisis de los PNP por distribuidora

Aunque el análisis de los PNP sistémicos entrega una visión global del impacto de incorporar energía PMGD en su cálculo, puede ocultar comportamientos particulares a nivel de cada distribuidora. Por ello, se complementa con una desagregación por empresa, permitiendo observar la evolución del PNP individual y comprender en mayor profundidad las dinámicas internas del modelo de cálculo.

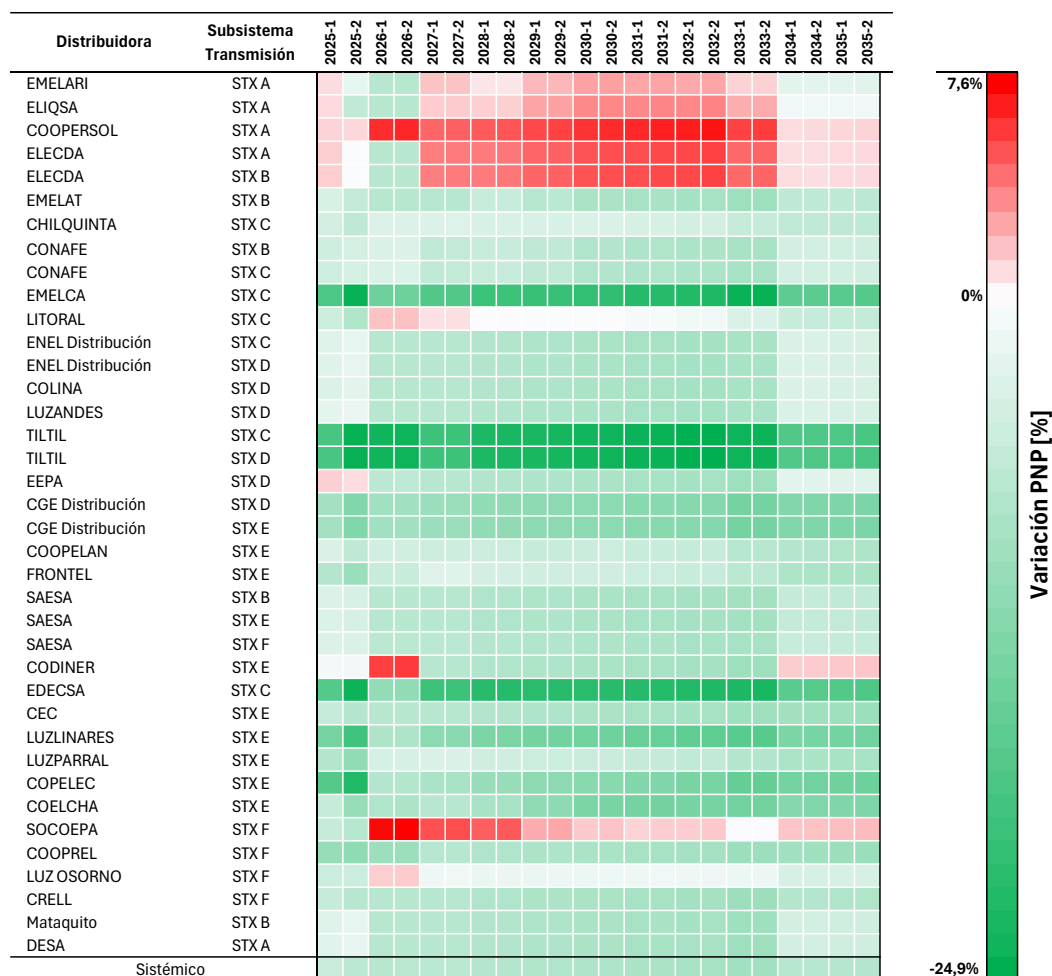


FIGURA A.5: Comparación de la variación de los PNP entre distribuidoras, caso PB-100. Fuente: elaboración propia.

La Fig. A.5 evidencia que algunas distribuidoras, como Emelari, Eliqsa, Coopersol, Elecda, Litoral, EEPA, Codiner, Socoepe y Luz Osorno, presentan aumentos puntuales en su PNP respecto del caso base. Esto parece contradictorio debido a que en estas se incluye energía de PMGD, la cual tiene un costo menor, no obstante, la reducción esperada ocurre antes de aplicar el reajuste que limita el PNP de cada distribuidora a un máximo de 5 % sobre el PNP promedio ponderado del sistema. Este reajuste aplica un descuento a quienes superan el umbral y redistribuye ese descuento como un recargo entre el resto de distribuidoras. Si la energía PMGD no compensa totalmente dicho recargo, el PNP final puede aumentar, como se observa en los casos mencionados.

Distribuidoras con mayor demanda

Además del análisis técnico del PNP, es importante considerar cuántos usuarios podrían verse afectados por la incorporación de energía PMGD. Por ello, se presenta la evolución del PNP en distribuidoras con alta concentración de clientes regulados, lo que permite estimar

indirectamente el alcance social de la medida. Este enfoque complementa el análisis sistémico y territorial con una mirada centrada en el usuario final, aportando una perspectiva más completa sobre la relevancia del impacto.

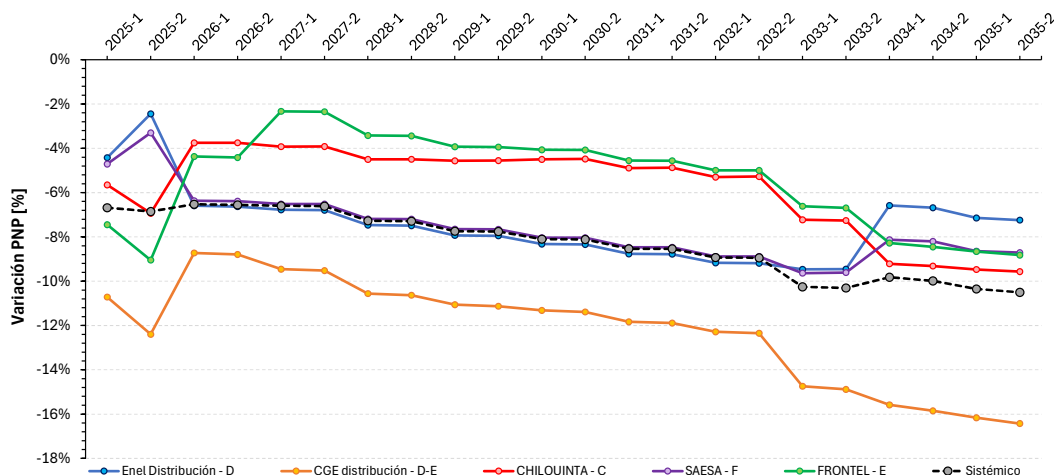


FIGURA A.6: Comparación del PNP Sistémico y de distribuidoras ENEL Distribución, CGE Distribución, Chilquinta, SAESA y Frontel, caso LM-75. Fuente: elaboración propia.

La Fig. 5.11 muestra el PNP sistémico y los PNP de ENEL, CGE, Chilquinta, SAESA y Frontel, distribuidoras que concentran el 76,6 % de los clientes regulados del país (5.849.101 usuarios). Bajo un escenario intermedio, considerando valorización al LCOE, proyección media de inyecciones y 75 % de participación PMGD, todas las curvas se ubican por debajo del caso base, evidenciando un efecto de reducción en los PNP. La magnitud del impacto varía entre empresas, destacando CGE con las mayores reducciones, lo cual es especialmente relevante dada su alta participación en el total de usuarios, concentrando cerca del 30 % de los clientes regulados del país (2.282.606)

Efecto de la energía de PMGD por distribuidora

El impacto de la incorporación de energía de centrales PMGD en el PNP varía entre distribuidoras debido a diferencias en sus contratos de suministro, precios y cantidades de energía, así como en los niveles de inyección de energía PMGD proyectados y los puntos de oferta y compra. A través del precio promedio ponderado de energía, se muestra que el efecto sobre el PNP depende de la diferencia entre los precios de los contratos originales y el precio de la energía PMGD.

En la Fig. A.7, se muestran las curvas asociadas al precio promedio ponderado CGE Distribución y CHILQUINTA para el periodo 2030-2. Se observa que estas son diferentes y que, CGE Distribución presenta un PNP más bajo que Chilquinta, principalmente por su mayor volumen de energía PMGD inyectada.

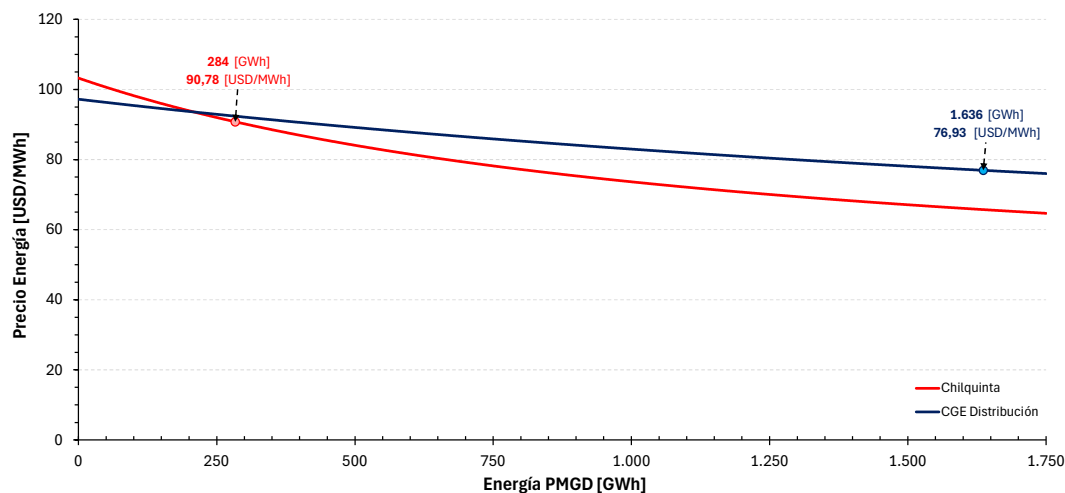


FIGURA A.7: Comparación del efecto de la incorporación de energía de centrales PMGD entre Chilquinta y CGE Distribución, periodo 2030-2, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.

A.5.2 Impacto en la recaudación de empresas de generación

La incorporación de energía PMGD en el cálculo del PNP no solo reduce los precios, sino que también impacta directamente en la recaudación de las empresas generadoras con contratos vigentes. Al añadirse energía adicional, la proporción de demanda cubierta por estos contratos disminuye, reduciendo el volumen despachado y, por ende, los ingresos asociados.

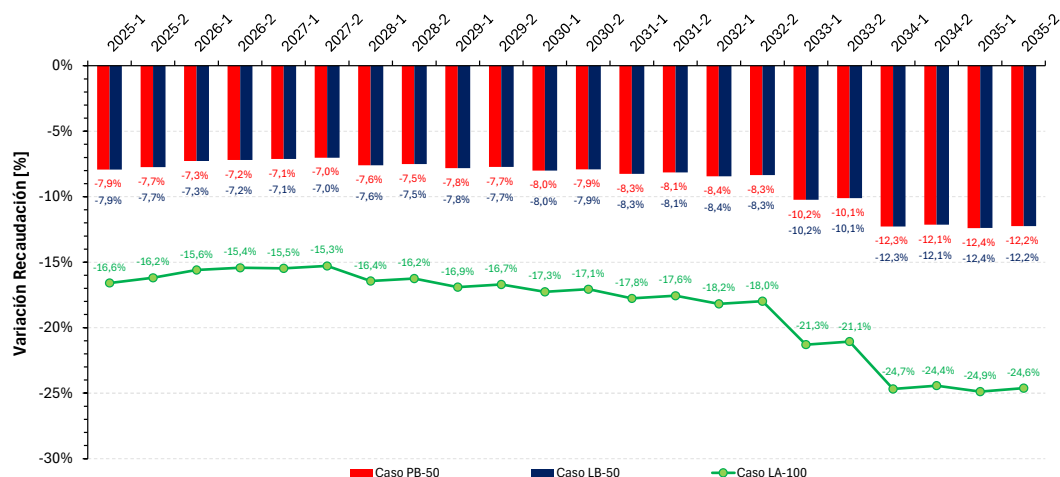


FIGURA A.8: Variación de la recaudación por energía por parte de empresas de generación con contratos de suministro, casos PB-50, LB-50 y LA-100. Nota: valores expresados en millones de dólares estadounidenses. Los porcentajes corresponden a la reducción respecto del caso base. Fuente: elaboración propia.

La Fig. A.8 muestra esta disminución en los casos PB-50, LB-50 y LA-100, siendo más marcada en este último por la mayor participación de energía PMGD. Además, los casos PB-50 y LB-50 presentan la misma recaudación, lo que evidencia que esta no depende del régimen de

valorización, sino de la cantidad de energía PMGD incorporada, ya que el despacho se basa únicamente en proporciones energéticas y no en precios.

A.5.3 Impacto en las cuentas finales de clientes regulados

Utilizando valores tarifarios recientes (Decretos 5T y 14T de 2025) y los PNP proyectados en este trabajo, se estimaron de forma aproximada las cuentas finales de clientes regulados con tarifa BT1a para los periodos 2025-2, 2030-2 y 2035-2. Los resultados muestran que la inclusión de energía de centrales PMGD genera una reducción en dichas cuentas, a través de los PNP. Se observan diferencias según la distribuidora y comuna donde se encuentra el usuario. En particular, los clientes de CGE Distribución en la comuna de San Bernardo podrían experimentar ahorros mensuales entre 3,7 % y 9,6 % en sus cuentas finales de suministro eléctrico, dependiendo del caso y periodo analizado.

A.6. Conclusiones

Los resultados confirman que incorporar generación distribuida reduce los PNP sistémicos, especialmente bajo escenarios con alta participación de energía PMGD, valorizada al LCOE. Aunque este representa un mínimo teórico y no necesariamente viable en la práctica. No obstante lo anterior, incluso en escenarios más conservadores usando el PNCP, un valor real de mercado ampliamente utilizado por los PMGD, se evidencian reducciones significativas y técnicamente consistentes.

A nivel de distribuidora, los PNP pueden aumentar o disminuir por efectos de un reajuste que limita su desviación respecto del promedio, sin embargo, en términos agregados, el efecto es una baja en los costos de suministro regulado.

Al proyectar los efectos sobre las cuentas finales de suministro eléctrico, se comprobó que la reducción en el PNP efectivamente se traduce en menores montos a pagar por los clientes regulados, aunque el impacto es atenuado debido a la existencia de cargos adicionales al cargo por energía consumida. A modo de ejemplo, se estimaron ahorros mensuales de entre 3,7 % y 9,6 % para clientes de CGE Distribución en la comuna de San Bernardo, dependiendo del periodo y escenario analizado.

Adicionalmente, se observó que esta reducción en los PNP implica una disminución de los costos de suministro de clientes regulados, no obstante, también significa una disminución en los ingresos de las empresas generadoras con contratos de suministro vigentes, lo cual podría tener efectos económicos y regulatorios que deben ser evaluados en detalle.

En conjunto, los hallazgos del estudio entregan fundamentos para considerar la inclusión de generación distribuida en el cálculo del PNP y aportan evidencia útil para futuras modificaciones al marco normativo, en línea con los objetivos de una matriz eléctrica más descentralizada, eficiente y coherente con las condiciones actuales del sistema.

B. Proporción de cargos en la cuenta final

B.1. Consumo mensual de 235 kWh

TABLA B.1: Montos asociados a cargos de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 235 kWh. Fuente: elaboración propia.

Cargos	CHILQUINTA Viña del Mar	ENEL La Florida	CGE San Bernardo	FRONTEL Pitrufquén	SAESA Osorno
Fijo mensual	\$ 1.197	\$ 699	\$ 1.024	\$ 1.256	\$ 1.186
Transmisión	\$ 7.050	\$ 3.642	\$ 3.642	\$ 5.397	\$ 7.149
Servicio público	\$ 184	\$ 184	\$ 184	\$ 184	\$ 184
Fondo estabilización de tarifas	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Energía	\$ 32.888	\$ 26.943	\$ 26.865	\$ 25.444	\$ 20.338
Compras de potencia	\$ 8.407	\$ 6.918	\$ 7.209	\$ 5.915	\$ 7.248
Potencia en su componente de Dx	\$ 8.816	\$ 6.461	\$ 8.764	\$ 19.403	\$ 13.994
Cuenta Final	\$ 58.542	\$ 44.847	\$ 47.688	\$ 57.599	\$ 50.101

TABLA B.2: Proporción de cargos respecto del total de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 235 kWh. Fuente: elaboración propia.

Cargos	CHILQUINTA Viña del Mar	ENEL La Florida	CGE San Bernardo	FRONTEL Pitrufquén	SAESA Osorno
Fijo mensual	2,0%	1,6%	2,1%	2,2%	2,4%
Transmisión	12,0%	8,1%	7,6%	9,4%	14,3%
Servicio público	0,3%	0,4%	0,4%	0,3%	0,4%
Fondo estabilización de tarifas	0%	0%	0%	0%	0%
Energía	56,2%	60,1%	56,3%	44,2%	40,6%
Compras de potencia	14,4%	15,4%	15,1%	10,3%	14,5%
Potencia en su componente de Dx	15,1%	14,4%	18,4%	33,7%	27,9%

B.2. Consumo mensual de 600 kWh

TABLA B.3: Montos asociados a cargos de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 600 kWh. Fuente: elaboración propia.

Cargos	CHILQUINTA Viña del Mar	ENEL La Florida	CGE San Bernardo	FRONTEL Pitrufquén	SAESA Osorno
Fijo mensual	\$ 1.197	\$ 699	\$ 1.024	\$ 1.256	\$ 1.186
Transmisión	\$ 18.001	\$ 9.299	\$ 9.299	\$ 13.779	\$ 18.253
Servicio público	\$ 470	\$ 470	\$ 470	\$ 470	\$ 470
Fondo estabilización de tarifas	\$ 1.204	\$ 1.204	\$ 1.204	\$ 1.204	\$ 1.204
Energía	\$ 83.969	\$ 68.791	\$ 68.593	\$ 64.964	\$ 51.928
Compras de potencia	\$ 21.464	\$ 17.662	\$ 18.406	\$ 15.101	\$ 18.505
Potencia en su componente de Dx	\$ 22.509	\$ 17.142	\$ 23.084	\$ 49.540	\$ 35.730
Cuenta Final	\$ 148.814	\$ 115.268	\$ 122.080	\$ 146.315	\$ 127.278

TABLA B.4: Proporción de cargos respecto del total de las cuentas mensuales de suministro eléctrico, periodo 2025-2. Consumo promedio mensual de 600 kWh. Fuente: elaboración propia.

Cargos	CHILQUINTA Viña del Mar	ENEL La Florida	CGE San Bernardo	FRONTEL Pitrufquén	SAESA Osorno
Fijo mensual	0,8 %	0,6 %	0,8 %	0,9 %	0,9 %
Transmisión	12,1 %	8,1 %	7,6 %	9,4 %	14,3 %
Servicio público	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,3 %	0,4 %
Fondo estabilización de tarifas	0,8 %	1,0 %	1,0 %	0,8 %	0,9 %
Energía	56,4 %	59,7 %	56,2 %	44,4 %	40,8 %
Compras de potencia	14,4 %	15,3 %	15,1 %	10,3 %	14,5 %
Potencia en su componente de Dx	15,1 %	14,9 %	18,9 %	33,9 %	28,1 %

C. Distribucion de energía anual licitada

C.1. Licitación 2021/01

TABLA C.1: Distribución anual de energía licitada en proceso 2021/01. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Empresas Eléctricas A.G. [35].

Distribuidora	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034-40
CHILQUINTA	12,38 %	12,74 %	10,98 %	10,90 %	10,95 %	10,96 %	10,74 %	9,53 %	9,02 %
EMELCA	0,32 %	0,14 %	0,11 %	0,11 %	0,10 %	0,10 %	0,09 %	0,09 %	0,09 %
LITORAL	3,10 %	1,42 %	1,14 %	1,11 %	1,10 %	1,05 %	0,99 %	0,75 %	0,65 %
ENEL Dx	2,80 %	11,40 %	22,82 %	23,65 %	24,27 %	25,05 %	25,93 %	29,22 %	30,61 %
EEPA	0,48 %	0,47 %	0,49 %	0,52 %	0,56 %	0,60 %	0,64 %	0,73 %	0,76 %
CGE Dx	48,20 %	49,22 %	42,14 %	34,98 %	34,85 %	34,56 %	34,15 %	32,36 %	31,73 %
COOPELAN	2,75 %	1,20 %	0,99 %	0,99 %	0,98 %	0,94 %	0,90 %	0,70 %	0,62 %
FRONTEL	7,36 %	3,79 %	3,24 %	3,11 %	2,97 %	2,87 %	2,85 %	3,00 %	3,06 %
SAESA	0,00 %	1,52 %	2,07 %	2,20 %	2,21 %	2,42 %	2,81 %	4,38 %	5,03 %
CODINER	1,05 %	0,50 %	0,43 %	0,42 %	0,41 %	0,40 %	0,39 %	0,37 %	0,36 %
EDECSA	1,43 %	0,62 %	0,51 %	0,51 %	0,51 %	0,50 %	0,48 %	0,38 %	0,34 %
CEC	0,00 %	0,06 %	0,10 %	0,11 %	0,12 %	0,14 %	0,17 %	0,29 %	0,33 %
LUZLINARES	2,53 %	1,14 %	0,95 %	0,94 %	0,93 %	0,89 %	0,85 %	0,69 %	0,62 %
Luz Parral	1,47 %	0,68 %	0,57 %	0,55 %	0,53 %	0,51 %	0,50 %	0,44 %	0,42 %
COPELEC	5,62 %	2,35 %	1,89 %	1,82 %	1,73 %	1,63 %	1,54 %	1,29 %	1,19 %
COELCHA	0,02 %	0,10 %	0,12 %	0,14 %	0,15 %	0,17 %	0,19 %	0,20 %	0,20 %
SOCOPEPA	1,13 %	0,46 %	0,36 %	0,34 %	0,33 %	0,31 %	0,30 %	0,25 %	0,23 %
COOPREL	0,44 %	0,20 %	0,17 %	0,16 %	0,15 %	0,14 %	0,14 %	0,18 %	0,21 %
Luz Osorno	1,59 %	0,77 %	0,66 %	0,65 %	0,65 %	0,63 %	0,61 %	0,57 %	0,56 %
CRELL	1,98 %	0,86 %	0,71 %	0,69 %	0,68 %	0,65 %	0,63 %	0,56 %	0,53 %
MATAQUITO	0,12 %	0,04 %	0,03 %	0,03 %	0,03 %	0,03 %	0,03 %	0,02 %	0,02 %
EMELARI	0,88 %	0,50 %	0,43 %	1,67 %	1,62 %	1,58 %	1,54 %	1,41 %	1,33 %
ELIQSA	0,00 %	0,00 %	0,00 %	2,29 %	2,23 %	2,16 %	2,10 %	1,92 %	1,80 %
ELECDA	1,65 %	1,08 %	0,96 %	5,27 %	5,12 %	5,00 %	4,86 %	4,46 %	4,21 %
EMELAT	0,22 %	2,88 %	2,53 %	2,10 %	2,09 %	2,06 %	2,02 %	1,91 %	1,87 %
CONAFE	2,47 %	5,85 %	5,61 %	4,73 %	4,73 %	4,65 %	4,55 %	4,30 %	4,21 %

C.2. Licitación 2022/01

TABLA C.2: Distribución anual de energía licitada en proceso 2022/01. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Empresas Eléctricas A.G. [36].

Distribuidora	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-41
CHILQUINTA	9,95 %	9,24 %	9,23 %	9,21 %	9,14 %	9,05 %	8,64 %	8,36 %	8,34 %
EMELCA	0,16 %	0,14 %	0,14 %	0,15 %	0,15 %	0,15 %	0,13 %	0,13 %	0,13 %
LITORAL	1,13 %	0,96 %	0,93 %	0,90 %	0,85 %	0,81 %	0,68 %	0,60 %	0,60 %
ENEL Dx	23,23 %	28,92 %	28,82 %	28,92 %	28,78 %	28,73 %	29,90 %	30,54 %	30,31 %
EEPA	0,55 %	0,55 %	0,58 %	0,61 %	0,63 %	0,65 %	0,71 %	0,74 %	0,74 %
CGE Dx	44,72 %	37,97 %	37,25 %	31,09 %	31,10 %	31,02 %	30,58 %	30,41 %	30,59 %
COOPELAN	1,30 %	1,09 %	1,05 %	1,02 %	0,98 %	0,93 %	0,77 %	0,69 %	0,68 %
FRONTEL	4,87 %	4,32 %	4,29 %	4,28 %	4,23 %	4,20 %	3,97 %	3,90 %	3,94 %
SAESA	4,02 %	4,02 %	4,36 %	4,53 %	4,96 %	5,37 %	6,06 %	6,51 %	6,71 %
CODINER	0,31 %	0,31 %	0,32 %	0,33 %	0,33 %	0,33 %	0,33 %	0,33 %	0,33 %
EDECSA	0,29 %	0,29 %	0,29 %	0,29 %	0,28 %	0,28 %	0,27 %	0,25 %	0,25 %
CEC	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,06 %	0,10 %	0,14 %	0,24 %	0,30 %	0,30 %
Luz Linares	0,78 %	0,71 %	0,70 %	0,70 %	0,68 %	0,66 %	0,59 %	0,55 %	0,55 %
Luz Parral	0,51 %	0,47 %	0,47 %	0,47 %	0,47 %	0,46 %	0,43 %	0,42 %	0,42 %
COPELEC	1,49 %	1,44 %	1,52 %	1,58 %	1,61 %	1,68 %	1,51 %	1,44 %	1,49 %
COELCHA	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,05 %	0,11 %	0,13 %	0,13 %
SOCOPEPA	0,68 %	0,56 %	0,56 %	0,56 %	0,55 %	0,53 %	0,44 %	0,40 %	0,40 %
COOPREL	0,23 %	0,14 %	0,12 %	0,10 %	0,11 %	0,12 %	0,16 %	0,19 %	0,20 %
Luz Osorno	0,61 %	0,55 %	0,56 %	0,54 %	0,54 %	0,54 %	0,54 %	0,53 %	0,53 %
CRELL	0,31 %	0,35 %	0,38 %	0,39 %	0,41 %	0,42 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %
MATAQUITO	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
EMELARI	0,82 %	0,39 %	0,38 %	1,48 %	1,44 %	1,42 %	1,38 %	1,33 %	1,28 %
ELIQUA	0,00 %	0,00 %	0,00 %	2,04 %	1,99 %	1,94 %	1,88 %	1,80 %	1,73 %
ELECDA	1,53 %	0,84 %	0,85 %	4,68 %	4,57 %	4,49 %	4,35 %	4,19 %	4,05 %
EMELAT	0,21 %	2,23 %	2,24 %	1,87 %	1,87 %	1,85 %	1,81 %	1,79 %	1,81 %
CONAFE	2,30 %	4,51 %	4,96 %	4,21 %	4,22 %	4,17 %	4,08 %	4,04 %	4,06 %

C.3. Licitación 2023/01

TABLA C.3: Distribución anual de energía licitada en proceso 2023/01. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Empresas Eléctricas A.G. [23].

Distribuidora	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035-47
Zona 1									
CGE Dx	99,72 %	99,71 %	99,83 %	99,82 %	99,81 %	99,87 %	99,86 %	99,93 %	99,93 %
Mataquito	0,11 %	0,11 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,07 %	0,07 %	0 %	0,00 %
DESA	0,17 %	0,17 %	0,12 %	0,12 %	0,12 %	0,07 %	0,07 %	0,07 %	0,07 %
EMELARI	16,85 %	4,87 %	4,46 %	10,36 %	10,24 %	10,22 %	10,20 %	10,08 %	9,92 %
ELIQA	0,00 %	0,00 %	0,00 %	14,24 %	14,08 %	13,99 %	13,91 %	13,68 %	13,39 %
ELECDA	31,44 %	10,48 %	10,03 %	32,75 %	32,39 %	32,31 %	32,22 %	31,84 %	31,31 %
EMELAT	4,27 %	27,88 %	26,54 %	13,07 %	13,23 %	13,31 %	13,38 %	13,62 %	13,94 %
CONAFE	47,29 %	56,65 %	58,89 %	29,45 %	29,94 %	30,09 %	30,21 %	30,73 %	31,39 %
Zona 2									
CGE Dx	49,65 %	48,57 %	49,84 %	49,77 %	45,85 %	41,63 %	33,26 %	30,73 %	30,74 %
Chilquinta	40,20 %	39,38 %	38,17 %	38,27 %	33,99 %	29,65 %	21,79 %	19,32 %	19,21 %
Emelca	0,31 %	0,29 %	0,29 %	0,29 %	0,24 %	0,22 %	0,17 %	0,16 %	0,16 %
Litoral	7,28 %	5,99 %	4,98 %	4,80 %	4,07 %	3,36 %	2,09 %	1,69 %	1,67 %
EDECSA	0,00 %	0,00 %	0,09 %	0,14 %	0,21 %	0,25 %	0,32 %	0,32 %	0,34 %
ENEL Dx	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	9,41 %	19,29 %	37,61 %	43,08 %	43,18 %
EEPA	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,34 %	0,62 %	0,62 %
CONAFE	2,55 %	5,77 %	6,63 %	6,73 %	6,22 %	5,60 %	4,43 %	4,09 %	4,08 %
Zona 3									
CGE Dx	26,35 %	32,04 %	34,93 %	35,00 %	36,19 %	37,63 %	40,59 %	41,71 %	41,67 %
Coopelan	3,34 %	3,24 %	2,88 %	2,83 %	2,72 %	2,59 %	2,23 %	2,06 %	2,03 %
Frontel	36,32 %	30,33 %	26,60 %	25,70 %	24,32 %	23,07 %	19,85 %	18,43 %	18,36 %
Saesa	11 %	12,91 %	15,70 %	16,70 %	17,40 %	17,92 %	19,80 %	20,82 %	20,91 %
Codiner	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,16 %	0,36 %	0,36 %
CEC	0,00 %	0,00 %	0,15 %	0,25 %	0,34 %	0,45 %	0,78 %	0,93 %	0,93 %
Luz Linares	2,60 %	2,54 %	2,31 %	2,28 %	2,19 %	2,09 %	1,92 %	1,81 %	1,81 %
Luz Parral	4 %	3,59 %	3,15 %	3,08 %	2,91 %	2,77 %	2,34 %	2,17 %	2,14 %
Copelec	9,40 %	8,46 %	7,34 %	7,14 %	6,77 %	6,41 %	5,53 %	5,13 %	5,13 %
Coelcha	0,06 %	0,33 %	0,52 %	0,60 %	0,66 %	0,72 %	0,75 %	0,74 %	0,77 %
Socoepa	1,54 %	1,46 %	1,29 %	1,26 %	1,22 %	1,19 %	1,04 %	0,96 %	0,96 %
Cooprel	0,92 %	0,91 %	0,88 %	0,87 %	0,86 %	0,83 %	0,86 %	0,88 %	0,88 %
Luz Osorno	2,00 %	1,88 %	2,04 %	2,01 %	2,12 %	2,07 %	2,05 %	1,97 %	2,00 %
CRELL	2,40 %	2,31 %	2,21 %	2,28 %	2,29 %	2,27 %	2,13 %	2,03 %	2,06 %

D. Código en VBA para proyección de PNP

```

1 Sub Proyeccion()
2
3 Dim k As Variant
4 Dim tInicio As Double, tFin As Double
5 Dim tiempoTotal As Double
6
7 ' Registrar el tiempo de inicio
8 tInicio = Timer
9
10 Application.ScreenUpdating = False
11
12 For k = 5 To 26 Step 1
13
14     Application.StatusBar = 'Ejecutando ' & Sheets('fechas_indexacion').Cells(
15         k, 2).Value
16     Application.Calculation = xlCalculationManual
17
18     With Sheets('datos_entrada')
19         .Range('C2').Value = Sheets('fechas_indexacion').Cells(k, 3).Value
20         .Range('C3').Value = Sheets('fechas_indexacion').Cells(k, 4).Value
21         .Range('D3').Value = Sheets('fechas_indexacion').Cells(k, 5).Value
22         .Range('C4').Value = Sheets('fechas_indexacion').Cells(k, 3).Value
23     End With
24
25     Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
26
27     Call PNP
28
29     Application.Calculation = xlCalculationManual
30
31     With Sheets('Fijacion PNP')
32         .Range(.Cells(4, (k - 2) * 4 + 1), .Cells(41, (k - 2) * 4 + 1)).Value
33             = Sheets('Precios Fijacion PNP enero 25').Range('H6:H43').Value2
34         .Range(.Cells(4, (k - 2) * 4 + 2), .Cells(41, (k - 2) * 4 + 2)).Value
35             = Sheets('Precios Fijacion PNP enero 25').Range('I6:I43').Value2
36         .Range(.Cells(4, (k - 2) * 4 + 3), .Cells(41, (k - 2) * 4 + 3)).Value
37             = Sheets('Precios Fijacion PNP enero 25').Range('J6:J43').Value2
38         .Range(.Cells(4, (k - 2) * 4 + 4), .Cells(41, (k - 2) * 4 + 4)).Value
39             = Sheets('Precios Fijacion PNP enero 25').Range('K6:K43').Value2
40
41         .Range(.Cells(42, (k - 2) * 4 + 1), .Cells(42, (k - 2) * 4 + 4)).Value
42             = Sheets('Precios Fijacion PNP enero 25').Range('H3:K3').Value2
43     End With
44
45     With Sheets('Resumen Despacho')
46         .Range(.Cells(6, k * 8 - 21), .Cells(68, k * 8 - 21)).Value = Sheets('
47             Despacho Suministrador').Range('C4:C66').Value2
48         .Range(.Cells(6, k * 8 - 20), .Cells(68, k * 8 - 20)).Value = Sheets('
49             Despacho Suministrador').Range('D4:D66').Value2
50         .Range(.Cells(6, k * 8 - 19), .Cells(68, k * 8 - 19)).Value = Sheets('
51             Despacho Suministrador').Range('E4:E66').Value2
52         .Range(.Cells(6, k * 8 - 18), .Cells(68, k * 8 - 18)).Value = Sheets('
53             Despacho Suministrador').Range('F4:F66').Value2
54     End With
55 End For
56 End Sub

```

```
44     End With
45
46     Next k
47
48     ' Registrar el tiempo de finalizacion
49     tFin = Timer
50     tiempoTotal = tFin - tInicio
51
52     Application.ScreenUpdating = True
53     Application.StatusBar = False
54     Application.Calculation = xlCalculationAutomatic
55
56     ' Mostrar tiempo de ejecucion
57     MsgBox 'Tiempo de ejecucion: ' & Int(tiempoTotal / 60) & ' minutos y ' &
        tiempoTotal Mod 60 & ' segundos.', vbInformation, 'Ejecucion Completa'
58
59
60 End Sub
```

CÓDIGO D.1: Código en VBA para la automatización de la proyección de los PNP. Fuente: elaboración propia.

E. Tablas de resultados

En esta sección se presentan las tablas de resultados obtenidas, las cuales no se incluyeron en el cuerpo principal de la memoria.

E.1. Sensibilidad respecto del escenario de valorización

En la Tabla E.1 se muestran los PNP sistémicos semestrales y la variación de estos respecto del caso base, obtenidos para los casos LB-100 y LA-100, en USD/MWh, a partir de los cuales se generan los gráficos de la Fig. 5.3.

TABLA E.1: PNP sistémicos para casos C-0, PA-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.

Periodo	PNP Sistémico Caso C-0 (USD/MWh)	PNP Sistémico Caso PA-100 (USD/MWh)	Variación PNP Sistémico Caso PA-100 (%)	PNP Sistémico Caso LA-100 (USD/MWh)	Variación PNP Sistémico Caso LA-100 (%)
2025-1	91,649	86,163	-5,99%	83,451	-8,94%
2025-2	96,023	88,620	-7,71%	87,233	-9,15%
2026-1	100,340	92,313	-8,00%	91,511	-8,80%
2026-2	100,904	92,852	-7,98%	91,986	-8,84%
2027-1	93,485	86,094	-7,91%	85,122	-8,95%
2027-2	94,076	86,673	-7,87%	85,640	-8,97%
2028-1	93,484	85,470	-8,57%	84,290	-9,83%
2028-2	94,205	86,153	-8,55%	84,909	-9,87%
2029-1	95,009	86,433	-9,03%	85,070	-10,46%
2029-2	95,763	87,147	-9,00%	85,721	-10,49%
2030-1	96,761	87,735	-9,33%	86,191	-10,92%
2030-2	97,542	88,471	-9,30%	86,868	-10,94%
2031-1	98,038	88,520	-9,71%	86,767	-11,50%
2031-2	98,802	89,244	-9,67%	87,431	-11,51%
2032-1	99,575	89,557	-10,06%	87,597	-12,03%
2032-2	100,590	90,487	-10,04%	88,466	-12,05%
2033-1	89,981	80,280	-10,78%	77,774	-13,57%
2033-2	90,862	81,050	-10,80%	78,475	-13,63%
2034-1	67,159	61,807	-7,97%	58,578	-12,78%
2034-2	67,691	62,217	-8,09%	58,907	-12,98%
2035-1	68,382	62,687	-8,33%	59,190	-13,44%
2035-2	68,927	63,108	-8,44%	59,532	-13,63%

E.2. Sensibilidad respecto del escenario de proyección de energía de PMGD

En la Tabla E.2 se muestran los PNP sistémicos semestrales y la variación de estos respecto del caso base, obtenidos para los casos LB-100 y LA-100, en USD/MWh, a partir de los cuales se generan los gráficos de la Fig. 5.4.

TABLA E.2: PNP sistémicos para casos C-0, LB-100 y LA-100. Fuente: elaboración propia.

Periodo	PNP Sistémico Caso C-0 (USD/MWh)	PNP Sistémico Caso LB-100 (USD/MWh)	Variación PNP Sistémico Caso LB-100 (%)	PNP Sistémico Caso LA-100 (USD/MWh)	Variación PNP Sistémico Caso LA-100 (%)
2025-1	91,649	84,769	-7,51 %	83,451	-8,94 %
2025-2	96,023	88,641	-7,69 %	87,233	-9,15 %
2026-1	100,340	93,033	-7,28 %	91,511	-8,80 %
2026-2	100,904	93,524	-7,31 %	91,986	-8,84 %
2027-1	93,485	86,603	-7,36 %	85,122	-8,95 %
2027-2	94,076	87,137	-7,38 %	85,640	-8,97 %
2028-1	93,484	85,916	-8,10 %	84,290	-9,83 %
2028-2	94,205	86,556	-8,12 %	84,909	-9,87 %
2029-1	95,009	86,841	-8,60 %	85,070	-10,46 %
2029-2	95,763	87,512	-8,62 %	85,721	-10,49 %
2030-1	96,761	88,069	-8,98 %	86,191	-10,92 %
2030-2	97,542	88,766	-9,00 %	86,868	-10,94 %
2031-1	98,038	88,784	-9,44 %	86,767	-11,50 %
2031-2	98,802	89,467	-9,45 %	87,431	-11,51 %
2032-1	99,575	89,764	-9,85 %	87,597	-12,03 %
2032-2	100,590	90,663	-9,87 %	88,466	-12,05 %
2033-1	89,981	79,873	-11,23 %	77,774	-13,57 %
2033-2	90,862	80,606	-11,29 %	78,475	-13,63 %
2034-1	67,159	60,001	-10,66 %	58,578	-12,78 %
2034-2	67,691	60,361	-10,83 %	58,907	-12,98 %
2035-1	68,382	60,717	-11,21 %	59,190	-13,44 %
2035-2	68,927	61,089	-11,37 %	59,532	-13,63 %

E.3. Sensibilidad respecto de la participación de energía PMGD

En la Tabla E.3 se muestran los PNP sistémicos semestrales y la variación de estos respecto del caso base, obtenidos para los casos LB-100 y LA-100, en USD/MWh, a partir de los cuales se generan los gráficos de la Fig. 5.5.

TABLA E.3: PNP sistémicos para casos C-0, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.

Periodo	PNP Sistémico Caso C-0 (USD/MWh)	PNP Sistémico Caso LB-50 (USD/MWh)	Variación PNP Sistémico Caso LB-50 (%)	PNP Sistémico Caso LB-100 (USD/MWh)	Variación PNP Sistémico Caso LB-100 (%)
2025-1	91,649	87,756	-4,25 %	84,769	-7,51 %
2025-2	96,023	91,829	-4,37 %	88,641	-7,69 %
2026-1	100,340	96,228	-4,10 %	93,033	-7,28 %
2026-2	100,904	96,751	-4,12 %	93,524	-7,31 %
2027-1	93,485	89,624	-4,13 %	86,603	-7,36 %
2027-2	94,076	90,183	-4,14 %	87,137	-7,38 %
2028-1	93,484	89,219	-4,56 %	85,916	-8,10 %
2028-2	94,205	89,896	-4,57 %	86,556	-8,12 %
2029-1	95,009	90,390	-4,86 %	86,841	-8,60 %
2029-2	95,763	91,100	-4,87 %	87,512	-8,62 %
2030-1	96,761	91,834	-5,09 %	88,069	-8,98 %
2030-2	97,542	92,569	-5,10 %	88,766	-9,00 %
2031-1	98,038	92,777	-5,37 %	88,784	-9,44 %
2031-2	98,802	93,499	-5,37 %	89,467	-9,45 %
2032-1	99,575	93,988	-5,61 %	89,764	-9,85 %
2032-2	100,590	94,939	-5,62 %	90,663	-9,87 %
2033-1	89,981	84,080	-6,56 %	79,873	-11,23 %
2033-2	90,862	84,871	-6,59 %	80,606	-11,29 %
2034-1	67,159	62,864	-6,39 %	60,001	-10,66 %
2034-2	67,691	63,282	-6,51 %	60,361	-10,83 %
2035-1	68,382	63,779	-6,73 %	60,717	-11,21 %
2035-2	68,927	64,210	-6,84 %	61,089	-11,37 %

E.4. Impacto en la recaudación de empresas de generación

En la Tabla E.4 se muestran las recaudaciones por energía de las empresas generadoras con contratos de suministro, obtenidas para los casos PB-50, LB-50 y LA-100.

TABLA E.4: Recaudación por energía y variación respecto del caso base, por parte de empresas de generación con contratos de suministro, casos PB-50, LB-50 y LB-100. Fuente: elaboración propia.

Periodo	Recaudación Caso PB-50		Recaudación Caso LB-50		Recaudación Caso LA-100	
	(MUSD)	(%)	(MUSD)	(%)	(MUSD)	(%)
2025-1	1.295	-7,93 %	1.295	-7,93 %	1.173	-16,59 %
2025-2	1.317	-7,74 %	1.317	-7,74 %	1.196	-16,19 %
2026-1	1.443	-7,28 %	1.443	-7,28 %	1.313	-15,59 %
2026-2	1.408	-7,20 %	1.408	-7,20 %	1.283	-15,43 %
2027-1	1.333	-7,12 %	1.333	-7,12 %	1.213	-15,47 %
2027-2	1.303	-7,02 %	1.303	-7,02 %	1.187	-15,28 %
2028-1	1.348	-7,60 %	1.348	-7,60 %	1.219	-16,44 %
2028-2	1.319	-7,50 %	1.319	-7,50 %	1.194	-16,24 %
2029-1	1.399	-7,82 %	1.399	-7,82 %	1.262	-16,90 %
2029-2	1.369	-7,72 %	1.369	-7,72 %	1.236	-16,70 %
2030-1	1.455	-8,01 %	1.455	-8,01 %	1.308	-17,26 %
2030-2	1.424	-7,91 %	1.424	-7,91 %	1.282	-17,06 %
2031-1	1.517	-8,25 %	1.517	-8,25 %	1.360	-17,77 %
2031-2	1.484	-8,15 %	1.484	-8,15 %	1.332	-17,56 %
2032-1	1.593	-8,44 %	1.593	-8,44 %	1.424	-18,18 %
2032-2	1.562	-8,34 %	1.562	-8,34 %	1.398	-17,97 %
2033-1	1.457	-10,23 %	1.457	-10,23 %	1.278	-21,29 %
2033-2	1.429	-10,11 %	1.429	-10,11 %	1.255	-21,06 %
2034-1	1.097	-12,28 %	1.097	-12,28 %	942	-24,68 %
2034-2	1.074	-12,14 %	1.074	-12,14 %	924	-24,42 %
2035-1	1.155	-12,39 %	1.155	-12,39 %	990	-24,88 %
2035-2	1.130	-12,25 %	1.130	-12,25 %	971	-24,62 %

E.5. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso PB-50

En la Tabla E.5 se muestran los PNP semestrales por distribuidoras, en USD/MWh, obtenidos para el caso PB-50.

TABLA E.5: PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso PB-50. Fuente: elaboración propia.

		PNP Semestral (USD/MWh)																						
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2	
EMELARI	A	87,0	124,8	133,5	134,4	81,6	82,2	83,6	84,2	80,1	80,7	80,3	80,9	81,7	82,3	83,1	83,7	83,9	84,5	83,6	84,2	85,1	85,8	
ELIQSA	A	85,1	123,6	128,8	129,6	86,5	87,2	86,1	86,8	80,7	81,3	79,9	80,6	81,4	82,1	82,9	83,6	83,7	84,4	83,5	84,2	85,1	85,8	
COOPERSOL	A	82,3	67,2	66,7	66,6	66,9	66,9	65,1	65,0	65,2	65,1	65,3	65,3	65,2	65,2	65,1	65,1	64,1	64,1	62,1	62,1	62,2	62,1	
ELECDA	A	82,1	119,1	127,6	128,4	83,1	83,7	84,7	85,4	80,1	80,7	79,8	80,4	81,3	82,0	82,9	83,6	82,8	83,5	81,3	82,0	82,9	83,5	
ELECDA	B	83,6	121,3	129,8	130,7	84,5	85,2	86,2	86,9	81,5	82,1	81,2	81,9	82,8	83,4	84,3	85,0	84,3	85,0	82,8	83,4	84,3	85,0	
EMELAT	B	104,9	113,9	122,4	123,2	115,1	115,9	114,5	115,4	116,2	117,3	118,5	119,6	119,8	120,9	121,5	122,9	109,0	110,2	77,7	78,3	79,0	79,5	
CHILQUINTA	C	98,8	103,3	106,3	107,0	98,1	98,7	97,9	98,6	99,5	100,3	101,0	101,8	102,4	103,2	104,2	105,2	94,1	94,9	71,2	71,7	72,4	72,9	
CONAFE	B	104,0	113,7	118,8	119,6	111,7	112,5	111,2	112,2	112,9	113,9	115,0	116,1	116,4	117,4	118,0	119,3	105,9	107,0	79,3	79,9	80,7	81,3	
CONAFE	C	102,3	111,8	116,9	117,6	109,9	110,7	109,4	110,3	111,0	112,0	113,2	114,2	114,5	115,5	116,1	117,4	104,1	105,2	78,0	78,6	79,4	80,0	
EMELCA	C	88,0	88,7	83,1	83,4	87,1	87,6	88,3	88,8	89,8	90,4	92,1	92,7	93,8	94,4	96,0	96,9	84,0	84,7	57,7	58,0	58,4	58,6	
LITORAL	C	90,5	91,4	74,1	74,5	74,8	75,3	76,2	76,7	78,6	79,2	80,3	80,9	82,3	82,9	84,7	85,5	78,9	79,6	61,4	61,8	62,4	62,9	
ENEL	C	91,8	95,0	100,5	101,1	94,4	95,1	94,0	94,8	95,4	96,3	97,3	98,2	98,4	99,3	99,8	100,9	89,5	90,5	67,2	67,7	68,4	69,0	
ENEL	D	91,7	95,0	100,4	101,1	94,4	95,0	93,9	94,7	95,4	96,2	97,2	98,1	98,4	99,2	99,7	100,9	89,5	90,4	67,2	67,7	68,4	68,9	
COLINA	D	91,0	94,7	99,6	100,2	93,6	94,3	93,2	94,0	94,6	95,4	96,4	97,3	97,6	98,4	98,9	100,0	88,8	89,7	66,6	67,1	67,8	68,3	
LUZANDES	D	92,6	95,8	101,7	102,3	95,6	96,3	95,1	96,0	96,6	97,4	98,5	99,4	99,6	100,5	101,0	102,1	90,6	91,6	68,1	68,6	69,3	69,8	
TILITIL	C	77,3	75,2	82,9	83,1	83,1	83,5	79,5	79,9	80,4	80,8	81,3	81,8	81,6	82,0	81,9	82,5	74,6	75,1	59,2	59,4	59,9	60,1	
TILITIL	D	77,2	75,1	82,8	83,1	83,1	83,4	79,4	79,8	80,3	80,7	81,3	81,7	81,5	82,0	81,9	82,5	74,6	75,1	59,1	59,4	59,8	60,1	
EEPA	D	85,2	90,0	103,2	103,9	97,0	97,7	96,5	97,4	98,0	98,9	99,9	100,8	101,1	102,0	102,5	103,6	92,0	92,9	68,9	69,4	70,2	70,7	
CGE	D	82,6	84,4	88,1	88,4	87,1	87,6	86,7	87,3	88,8	89,5	90,5	91,1	91,4	92,0	92,5	93,4	81,6	82,3	58,5	58,9	59,4	59,8	
CGE	E	84,3	86,1	89,8	90,2	88,9	89,3	88,5	89,1	90,6	91,2	92,3	92,9	93,2	93,8	94,4	95,3	83,2	83,9	59,7	60,1	60,6	61,0	
COOPELAN	E	72,5	74,7	83,3	83,7	82,0	82,5	81,1	81,7	82,6	83,3	84,0	84,6	84,9	85,5	86,0	86,9	77,3	78,0	58,0	58,4	58,9	59,3	
FRONTEL	E	76,7	79,8	81,4	81,7	77,3	77,8	77,5	78,1	79,5	80,1	81,1	81,7	82,3	82,9	83,6	84,4	75,3	76,0	58,2	58,5	59,1	59,5	
SAESA	B	89,0	67,3	72,0	72,5	67,6	68,1	67,3	67,9	68,4	69,0	69,7	70,3	70,6	71,2	71,6	72,4	64,2	64,8	47,8	48,1	48,7	49,0	
SAESA	E	89,2	67,4	72,2	72,7	67,8	68,3	67,5	68,0	68,5	69,1	69,9	70,5	70,7	71,3	71,8	72,6	64,3	65,0	47,9	48,2	48,8	49,1	
SAESA	F	90,1	69,2	73,7	74,3	69,4	70,0	69,1	69,8	70,1	70,8	71,4	72,1	72,1	72,8	73,1	74,0	65,8	66,6	49,9	50,3	50,7	51,1	
CODINER	E	75,8	79,9	76,6	77,0	79,9	80,5	79,5	80,2	80,8	81,5	82,4	83,1	83,3	84,1	84,5	85,5	75,8	76,6	53,3	53,7	54,3	54,7	
EDECSA	C	83,7	83,5	74,8	75,1	82,4	82,7	82,0	82,5	82,5	83,0	83,2	83,8	83,6	84,2	83,9	84,6	74,4	74,9	57,7	58,0	58,4	58,7	
CEC	E	91,4	94,5	98,6	99,2	92,7	93,3	92,2	93,0	93,6	94,4	95,4	96,3	96,5	97,3	97,9	98,9	87,6	88,5	60,1	60,4	61,0	61,3	
LUZLINARES	E	73,9	74,7	69,3	69,5	73,8	74,1	73,2	73,7	74,5	75,0	75,7	76,2	76,5	77,0	77,6	78,2	70,0	70,5	55,6	55,9	56,3	56,6	
LUZPARRAL	E	75,6	78,8	76,5	76,9	77,3	77,7	77,4	77,9	79,5	80,1	81,3	81,9	82,5	83,1	84,1	84,8	76,5	77,1	60,2	60,5	61,1	61,5	
COPELEC	E	76,1	78,7	68,3	68,5	73,2	73,6	73,4	73,9	75,3	75,8	77,1	77,6	78,4	78,9	79,9	80,6	71,9	72,5	55,0	55,3	55,7	56,0	
COELCHA	E	84,6	90,9	95,0	95,7	89,3	89,9	88,9	89,6	89,7	90,3	89,3	90,0	88,2	88,8	87,5	88,3	76,2	76,9	57,9	58,3	58,8	59,2	
SOCOEPA	F	89,6	68,1	58,9	59,1	62,1	62,5	63,2	63,7	65,7	66,3	67,8	68,4	68,8	69,3	69,7	70,4	62,9	63,5	44,7	45,0	45,5	45,9	
COOPREL	F	90,9	68,5	70,2	70,4	68,0	68,5	67,7	68,3	68,8	69,4	70,1	70,8	71,0	71,6	72,0	72,8	64,6	65,2	43,1	43,3	43,7	44,0	
LUZ OSORNO	F	88,9	66,4	64,9	65,2	66,7	67,1	66,3	66,8	67,3	67,8	68,7	69,2	69,3	69,8	70,2	70,9	62,4	63,0	46,5	46,8	47,3	47,6	
CRELL	F	87,2	66,1	69,1	69,5	64,9	65,3	64,6	65,1	65,6	66,2	66,9	67,5	67,7	68,3	68,7	69,4	61,6	62,2	46,2	46,5	47,0	47,3	
Mataquito	B	105,8	115,8	121,8	122,6	114,5	115,3	113,9	114,9	115,6	116,7	117,9	119,0	119,2	120,3	120,9	122,3	108,5	109,6	81,6	82,3	83,0	83,6	
DESA	A	126,5	127,2	133,7	134,5	125,7	126,6	125,0	126,1	126,9	128,1	129,4	130,6	130,8	132,0	132,7	134,2	119,1	120,3	89,7	90,4	91,1	91,8	
Sistémico		89,0	92,5	96,6	97,2	90,1	90,7	89,8	90,5	91,0	91,8	92,5	93,3	93,6	94,3	94,9	95,9	85,3	86,1	64,5	64,9	65,5	66,0	

En la Tabla E.6 se muestra la variación de los PNP semestrales por distribuidoras como porcentaje respecto del caso base, obtenidos para el caso PB-50.

TABLA E.6: Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso PB-50. Fuente: elaboración propia.

		Variación PNP Semestral (%)																						
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2	
EMELARI	A	0,0	-1,5	-3,8	-3,8	1,1	1,1	0,4	0,4	1,2	1,2	1,7	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	0,7	0,7	-1,8	-1,8	-1,8	-1,9	
ELIQUA	A	0,0	-2,9	-3,8	-3,8	0,9	1,0	0,8	0,8	1,6	1,6	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	1,3	1,3	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	
COOPERSOL	A	0,0	-0,2	3,3	3,4	2,5	2,6	2,6	2,7	3,0	3,1	3,5	3,6	3,7	3,8	3,9	4,0	2,9	3,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	
ELECDA	A	0,2	0,0	-3,8	-3,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,6	2,6	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	2,4	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
ELECDA	B	0,2	0,0	-3,8	-3,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,6	2,6	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3	2,4	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	
EMELAT	B	-2,4	-3,4	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-2,0	-2,0	-3,3	-3,2	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,8	-5,4	-5,4	-3,9	-4,0	-4,0	-4,1	
CHILQUINTA	C	-2,7	-3,6	-1,7	-1,7	-1,6	-1,5	-1,9	-1,9	-1,9	-1,8	-1,7	-1,7	-1,9	-1,9	-2,1	-2,0	-3,0	-3,1	-3,8	-3,9	-4,0	-4,1	
CONAFE	B	-2,3	-1,3	-0,4	-0,2	-2,9	-2,8	-2,0	-1,8	-2,6	-2,4	-4,0	-3,8	-4,1	-3,9	-4,2	-4,0	-4,4	-4,4	-1,6	-1,6	-1,7	-1,7	
CONAFE	C	-2,3	-1,3	-0,4	-0,2	-2,9	-2,8	-2,0	-1,8	-2,6	-2,4	-4,0	-3,8	-4,1	-3,9	-4,2	-4,0	-4,4	-4,4	-1,6	-1,6	-1,7	-1,7	
EMELCA	C	-11,8	-16,6	-9,2	-9,3	-10,8	-10,9	-12,4	-12,5	-12,6	-12,7	-13,0	-13,0	-13,8	-13,9	-14,0	-14,2	-16,6	-16,8	-12,1	-12,3	-12,6	-12,9	
LITORAL	C	-3,2	-4,5	1,0	1,0	0,6	0,7	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	-0,1	-0,1	-0,5	-0,4	-1,9	-2,0	-3,5	-3,6	-3,7	-3,8	
ENEL	C	-0,4	-0,4	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,4	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-4,3	-4,2	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	
ENEL	D	-0,4	-0,4	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-4,3	-4,2	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	
COLINA	D	-0,9	-0,4	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,4	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-4,3	-4,2	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	
LUZANDES	D	-0,2	-0,4	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-4,3	-4,2	-0,6	-0,6	-0,7	-0,7	
TILITIL	C	-18,7	-24,9	-24,7	-25,0	-19,7	-19,9	-23,2	-23,4	-23,6	-23,9	-24,3	-24,6	-25,1	-25,3	-26,0	-26,2	-24,8	-25,0	-17,6	-17,9	-18,2	-18,5	
TILITIL	D	-18,7	-24,9	-24,7	-25,0	-19,7	-19,9	-23,2	-23,4	-23,6	-23,9	-24,3	-24,6	-25,1	-25,3	-26,0	-26,2	-24,8	-25,0	-17,6	-17,9	-18,2	-18,5	
EEPA	D	0,2	0,0	-3,3	-3,1	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-5,4	-5,4	0,0	0,0	0,0	0,0	
CGE	D	-5,6	-7,4	-5,3	-5,3	-5,5	-5,5	-6,2	-6,2	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,6	-6,6	-6,8	-6,8	-8,3	-8,3	-8,2	-8,3	-8,5	-8,7	
CGE	E	-5,6	-7,4	-5,3	-5,3	-5,5	-5,5	-6,2	-6,2	-6,4	-6,4	-6,4	-6,4	-6,6	-6,6	-6,8	-6,8	-8,3	-8,3	-8,2	-8,3	-8,5	-8,7	
COOPELAN	E	-2,6	-3,9	-2,4	-2,4	-2,2	-2,2	-2,6	-2,6	-2,7	-2,7	-2,5	-2,5	-2,7	-2,6	-2,8	-2,8	-4,0	-4,0	-4,9	-5,0	-5,2	-5,3	
FRONTEL	E	-4,6	-5,9	-3,1	-3,1	-1,5	-1,5	-2,2	-2,2	-2,4	-2,4	-2,3	-2,3	-2,5	-2,5	-2,7	-2,7	-3,8	-3,9	-5,2	-5,3	-5,4	-5,5	
SAESA	B	-1,9	-2,5	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,2	-4,2	-4,4	-4,4	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-4,9	-4,8	-3,2	-3,2	-3,3	-3,3	
SAESA	E	-1,9	-2,5	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,2	-4,2	-4,4	-4,4	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-4,9	-4,8	-3,2	-3,2	-3,3	-3,3	
SAESA	F	-1,8	-2,4	-3,7	-3,7	-3,6	-3,6	-4,0	-4,0	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,6	-4,6	-3,0	-3,0	-3,1	-3,1	
CODINER	E	0,2	0,0	3,1	3,2	-3,8	-3,8	-4,2	-4,2	-4,4	-4,4	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-5,4	-5,4	0,0	0,0	0,1	0,1	
EDECESA	C	-11,8	-16,4	-7,0	-7,0	-12,7	-12,8	-14,4	-14,5	-14,3	-14,4	-14,3	-14,4	-14,5	-14,6	-14,9	-15,1	-16,1	-16,3	-12,5	-12,8	-13,0	-13,3	
CEC	E	-3,0	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-5,4	-5,4	-6,3	-6,5	-6,6	-6,8	
LUZLINARES	E	-9,4	-12,8	-5,2	-5,3	-7,1	-7,2	-8,3	-8,4	-8,8	-8,9	-9,0	-9,1	-9,6	-9,6	-10,2	-10,3	-11,3	-11,4	-9,6	-9,9	-10,1	-10,4	
LUZPARRAL	E	-4,8	-6,6	-2,3	-2,3	-1,8	-1,8	-2,5	-2,5	-2,8	-2,8	-2,7	-2,7	-3,0	-3,0	-3,2	-3,2	-4,4	-4,4	-5,3	-5,5	-5,6	-5,7	
COPELEC	E	-11,4	-14,6	-4,7	-4,7	-4,8	-4,8	-6,1	-6,1	-6,7	-6,7	-6,9	-6,9	-7,4	-7,4	-7,9	-8,0	-9,8	-9,9	-9,6	-9,8	-9,9	-10,1	
COELCHA	E	-3,0	-4,0	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,2	-4,1	-5,0	-5,1	-7,3	-7,5	-8,1	-8,2	-8,0	-8,0	-8,8	-8,9	-8,3	-8,5	-8,6	-8,8	
SOCOPEA	F	-3,0	-3,9	4,0	4,1	3,0	3,0	2,9	3,0	3,2	3,3	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	4,0	3,2	3,3	0,0	0,0	0,1	0,1	
COOPREL	F	-4,2	-4,9	-5,7	-5,8	-3,8	-3,8	-4,2	-4,2	-4,4	-4,4	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-5,5	-5,5	-6,7	-6,8	-7,0	-7,2	
LUZ OSORNO	F	-3,1	-3,2	0,8	0,8	0,0	0,1	-0,3	-0,3	-0,1	0,0	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	-0,6	-0,7	-2,8	-2,9	-2,9	-3,0	
CRELL	F	-3,0	-3,9	-3,9	-3,9	-3,8	-3,8	-4,2	-4,2	-4,4	-4,4	-4,6	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,9	-5,5	-5,5	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	
Mataquito	B	-0,4	0,0	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,9	-4,8	-5,4	-5,4	-1,1	-1,2	-1,4	-1,4	
DESA	A	-0,4	0,0	-3,8	-3,8	-3,8	-3,8	-4,1	-4,1	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-4,8	-4,8	-5,4	-5,4	-1,1	-1,1	-1,3	-1,4	
Sistémico		-2,8	-3,7	-3,7	-3,7	-3,7	-3,6	-4,0	-4,0	-4,2	-4,2	-4,4	-4,3	-4,5	-4,5	-4,7	-4,7	-5,2	-5,2	-4,0	-4,1	-4,2	-4,3	

E.6. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso PA-100

En la Tabla E.7 se muestran los PNP semestrales por distribuidoras, en USD/MWh, obtenidos para el caso PA-100.

TABLA E.7: PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso PA-100. Fuente: elaboración propia.

		PNP Semestral (USD/MWh)																								
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2			
EMELARI	A	88,4	122,8	127,6	128,5	82,3	82,9	83,9	84,5	81,0	81,7	81,4	82,0	82,7	83,4	84,1	84,8	84,5	85,2	82,7	83,3	84,2	84,8			
ELIQSA	A	86,5	118,4	123,0	123,9	87,0	87,8	86,7	87,4	81,9	82,6	81,4	82,1	82,9	83,6	84,4	85,2	84,9	85,7	82,7	83,3	83,9	84,5			
COOPERSOL	A	83,8	68,9	69,5	69,5	68,8	68,9	67,2	67,3	67,5	67,5	67,7	67,8	67,8	67,8	67,8	67,9	66,5	66,6	63,3	63,3	63,5	63,5			
ELECDA	A	83,7	117,2	121,9	122,7	85,0	85,7	86,8	87,6	82,4	83,1	82,2	83,0	83,9	84,6	85,5	86,4	85,2	86,0	81,9	82,5	83,0	83,7			
ELECDA	B	85,1	119,3	124,0	124,9	86,5	87,3	88,4	89,2	83,8	84,6	83,7	84,4	85,4	86,1	87,1	87,9	86,8	87,6	83,3	83,9	84,5	85,1			
EMELAT	B	102,7	110,5	116,9	117,7	109,8	110,7	108,9	109,9	110,3	111,3	112,2	113,2	113,2	114,2	114,5	115,8	102,5	103,5	75,2	75,7	76,4	76,9			
CHILQUINTA	C	96,5	100,1	103,9	104,5	95,7	96,3	95,3	96,0	96,8	97,5	98,2	99,0	99,3	100,1	100,8	101,8	90,5	91,4	69,0	69,5	70,2	70,6			
CONAFE	B	100,5	109,2	113,5	114,3	106,6	107,4	105,7	106,7	107,1	108,0	108,9	109,9	109,9	110,9	111,2	112,4	99,5	100,5	76,3	76,8	77,4	77,9			
CONAFE	C	98,9	107,4	111,7	112,4	104,9	105,7	104,0	104,9	105,3	106,3	107,1	108,1	108,1	109,0	109,3	110,6	97,8	98,9	75,0	75,6	76,1	76,6			
EMELCA	C	80,8	78,2	77,1	77,4	78,9	79,3	79,0	79,5	80,1	80,6	81,8	82,3	82,7	83,2	84,1	84,8	73,8	74,3	54,7	54,9	55,3	55,5			
LITORAL	C	88,2	87,8	74,9	75,3	75,0	75,5	76,0	76,6	78,2	78,8	79,8	80,4	81,4	82,1	83,5	84,3	76,9	77,6	59,8	60,2	60,8	61,3			
ENEL	C	88,7	92,2	96,0	96,6	90,1	90,8	89,4	90,2	90,5	91,3	92,1	92,9	92,9	93,7	94,0	95,1	84,1	85,0	64,4	64,9	65,3	65,8			
ENEL	D	88,7	92,2	95,9	96,5	90,1	90,7	89,3	90,1	90,4	91,3	92,0	92,9	92,9	93,7	94,0	95,0	84,1	84,9	64,4	64,8	65,3	65,8			
COLINA	D	87,9	91,4	95,1	95,8	89,3	90,0	88,6	89,4	89,7	90,5	91,3	92,1	92,1	92,9	93,2	94,2	83,4	84,2	63,8	64,3	64,8	65,2			
LUZANDES	D	89,7	93,3	97,1	97,8	91,2	91,9	90,5	91,3	91,6	92,4	93,2	94,0	94,0	94,9	95,2	96,2	85,1	86,0	65,2	65,7	66,1	66,6			
TILITIL	C	78,6	76,5	85,2	85,5	84,6	84,9	81,1	81,6	82,1	82,6	83,2	83,7	83,5	84,0	84,0	84,7	76,5	77,1	60,0	60,3	60,8	61,1			
TILITIL	D	78,6	76,5	85,1	85,5	84,5	84,9	81,0	81,5	82,0	82,5	83,1	83,6	83,5	84,0	83,9	84,6	76,4	77,0	59,9	60,2	60,8	61,1			
EEPA	D	86,7	91,6	98,6	99,2	92,6	93,3	91,8	92,6	93,0	93,8	94,6	95,4	95,4	96,3	96,6	97,6	86,4	87,3	66,2	66,6	67,1	67,6			
CGE	D	78,9	78,9	83,1	83,5	81,6	82,0	80,8	81,4	82,5	83,1	83,8	84,5	84,5	85,1	85,3	86,1	74,9	75,6	55,1	55,4	55,9	56,2			
CGE	E	80,5	80,4	84,8	85,2	83,2	83,7	82,4	83,0	84,1	84,7	85,5	86,1	86,1	86,7	87,0	87,8	76,4	77,1	56,2	56,5	57,0	57,3			
COOPELAN	E	71,6	72,8	81,0	81,4	78,9	79,5	78,3	78,9	79,2	79,9	80,6	81,3	81,3	82,0	82,3	83,2	73,9	74,6	56,0	56,3	56,9	57,2			
FRONTEL	E	74,0	75,8	78,6	79,0	75,5	76,0	75,3	75,8	77,0	77,5	78,4	79,0	79,3	79,9	80,3	81,1	72,1	72,7	55,9	56,2	56,8	57,1			
SAESA	B	86,8	66,0	68,8	69,2	64,5	65,0	64,0	64,5	64,8	65,4	66,0	66,5	66,6	67,2	67,4	68,2	60,2	60,9	46,0	46,3	46,7	47,0			
SAESA	E	87,0	66,1	69,0	69,4	64,7	65,1	64,1	64,7	65,0	65,5	66,1	66,7	66,8	67,3	67,6	68,3	60,4	61,0	46,1	46,4	46,8	47,1			
SAESA	F	88,1	68,0	70,6	71,1	66,4	67,0	65,8	66,5	66,6	67,3	67,7	68,4	68,2	69,0	69,0	69,9	62,0	62,7	48,1	48,6	48,8	49,2			
CODINER	E	74,1	78,0	79,5	79,9	76,3	76,8	75,6	76,3	76,6	77,3	77,9	78,6	78,7	79,4	79,6	80,5	71,2	71,9	54,5	54,8	55,3	55,7			
EDECSA	C	77,7	74,3	71,1	71,4	74,4	74,7	73,3	73,7	73,9	74,3	74,5	74,9	74,7	75,1	74,7	75,3	67,2	67,6	54,7	54,8	55,2	55,4			
CEC	E	88,4	89,9	94,2	94,8	88,5	89,1	87,7	88,5	88,8	89,6	90,3	91,1	91,1	91,9	92,2	93,2	82,3	83,2	57,8	58,1	58,6	58,9			
LUZLINARES	E	69,8	68,4	66,9	67,1	69,3	69,7	68,4	68,8	69,3	69,7	70,2	70,6	70,7	71,1	71,3	71,8	64,8	65,2	53,1	53,3	53,7	53,9			
LUZPARRAL	E	73,1	74,7	74,8	75,1	75,4	75,8	75,1	75,6	76,8	77,4	78,4	78,9	79,3	79,9	80,5	81,3	73,0	73,6	57,9	58,2	58,7	59,1			
COPELEC	E	70,2	70,2	65,8	66,0	69,5	69,9	69,1	69,5	70,4	70,9	71,8	72,3	72,6	73,1	73,6	74,3	66,1	66,7	51,7	52,0	52,4	52,7			
COELCHA	E	81,3	83,3	88,8	89,1	85,2	85,9	82,6	83,1	81,9	82,4	81,8	82,3	80,8	81,4	80,3	81,0	70,4	71,0	54,8	55,1	55,7	55,9			
SOCOEPA	F	86,6	65,2	61,7	62,0	63,8	64,3	63,3	63,8	64,1	64,7	65,2	65,8	65,9	66,4	66,7	67,4	59,6	60,2	45,5	45,8	46,2	46,5			
COOPREL	F	83,2	63,1	66,4	66,6	64,9	65,4	64,3	64,9	65,2	65,8	66,3	66,9	67,0	67,6	67,8	68,5	60,6	61,2	41,6	41,8	42,3	42,5			
LUZ OSORNO	F	86,7	65,2	65,4	65,7	64,7	65,2	64,2	64,7	65,0	65,6	66,2	66,8	66,8	67,4	67,6	68,4	60,5	61,1	45,9	46,2	46,8	47,1			
CRELL	F	84,2	63,2	66,0	66,4	61,9	62,3	61,4	61,9	62,2	62,7	63,3	63,8	63,9	64,4	64,7	65,4	57,8	58,4	44,1	44,5	44,8	45,1			
Mataquito	B	102,2	111,9	116,3	117,1	109,3	110,1	108,3	109,3	109,7	110,7	111,6	112,6	112,6	113,6	113,9	115,2	101,9	103,0	78,1	78,7	79,3	79,8			
DESA	A	122,3	122,9	127,7	128,6	120,0	120,9	118,9	120,0	120,4	121,5	122,5	123,6	123,6	124,7	125,0	126,4	111,9	113,0	85,8	86,4	87,0	87,7			
Sistémico		86,2	88,6	92,3	92,9	86,1	86,7	85,5	86,2	86,4	87,1	87,7	88,5	88,5	89,2	89,6	90,5	80,3	81,1	61,8	62,2	62,7	63,1			

En la Tabla E.8 se muestra la variación de los PNP semestrales por distribuidoras como porcentaje respecto del caso base, obtenidos para el caso PA-100.

TABLA E.8: Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso PA-100. Fuente: elaboración propia.

		Variación PNP Semestral (%)																						
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2	
EMELARI	A	-0,4	-3,0	-7,3	-7,4	-0,7	-0,7	-2,3	-2,3	-0,8	-0,8	0,0	0,1	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-1,4	-1,3	-4,7	-4,6	-4,7	-4,7	
ELQSA	A	1,5	-6,9	-7,3	-7,4	0,4	0,5	0,3	0,3	1,8	1,9	2,8	2,9	3,1	2,8	3,0	2,9	3,1	1,9	2,1	-4,8	-4,9	-5,5	-5,6
COOPERSOL	A	-32,9	-25,8	-16,4	-16,8	-18,9	-19,3	-20,2	-20,5	-20,7	-21,0	-21,1	-21,4	-21,8	-22,1	-22,5	-22,8	-24,6	-24,9	-29,5	-29,8	-30,1	-30,5	
ELECDA	A	3,1	-1,5	-7,3	-7,4	4,4	4,6	4,6	4,8	5,4	5,6	6,1	6,3	6,4	6,6	6,6	6,8	5,9	6,1	-2,1	-2,2	-2,8	-2,9	
ELECDA	B	3,1	-1,5	-7,3	-7,4	4,4	4,6	4,6	4,8	5,4	5,6	6,1	6,3	6,4	6,6	6,6	6,8	5,9	6,1	-2,1	-2,2	-2,8	-2,9	
EMELAT	B	-5,9	-7,2	-7,3	-7,4	-7,5	-7,6	-6,3	-6,2	-7,8	-7,7	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,5	-10,6	-10,7	-10,8	-10,9	
CHILQUINTA	C	-6,5	-7,5	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-5,1	-5,1	-5,2	-5,2	-5,1	-5,1	-5,5	-5,5	-6,0	-6,0	-8,0	-8,1	-9,9	-10,0	-10,2	-10,3	
CONAFE	B	-7,0	-5,1	-4,1	-3,9	-6,7	-6,6	-6,2	-6,1	-7,1	-7,0	-8,7	-8,6	-9,1	-9,0	-9,4	-9,4	-10,6	-10,6	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
CONAFE	C	-7,0	-5,1	-4,1	-3,9	-6,7	-6,6	-6,2	-6,1	-7,1	-7,0	-8,7	-8,6	-9,1	-9,0	-9,4	-9,4	-10,6	-10,6	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
EMELCA	C	-26,4	-29,4	-17,5	-17,7	-20,5	-20,7	-23,0	-23,2	-23,6	-23,8	-24,4	-24,6	-25,8	-26,0	-26,6	-26,9	-30,8	-31,2	-28,2	-28,7	-29,2	-29,7	
LITORAL	C	-7,2	-8,6	1,2	1,2	0,4	0,5	-0,6	-0,5	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-1,6	-1,5	-2,4	-2,3	-5,1	-5,1	-7,6	-7,7	-7,9	-7,9	
ENEL	C	-5,3	-3,3	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,1	
ENEL	D	-5,3	-3,3	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,1	
COLINA	D	-5,7	-3,8	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,2	
LUZANDES	D	-4,8	-2,9	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,1	
TILITIL	C	-27,2	-29,6	-26,7	-27,0	-22,8	-23,1	-26,5	-26,9	-27,2	-27,6	-28,1	-28,4	-29,1	-29,4	-30,2	-30,5	-29,9	-30,2	-25,8	-26,1	-26,5	-26,8	
TILITIL	D	-27,2	-29,6	-26,7	-27,0	-22,8	-23,1	-26,5	-26,9	-27,2	-27,6	-28,1	-28,4	-29,1	-29,4	-30,2	-30,5	-29,9	-30,2	-25,8	-26,1	-26,5	-26,8	
EEPA	D	2,9	1,9	-6,9	-6,7	-7,5	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,6	-6,6	-6,8	-7,2	-7,3	
CGE	D	-11,7	-13,4	-9,6	-9,7	-10,5	-10,6	-11,7	-11,7	-12,2	-12,3	-12,5	-12,6	-13,0	-13,1	-13,5	-13,6	-16,0	-16,1	-16,5	-16,8	-17,1	-17,4	
CGE	E	-11,7	-13,4	-9,6	-9,7	-10,5	-10,6	-11,7	-11,7	-12,2	-12,3	-12,5	-12,6	-13,0	-13,1	-13,5	-13,6	-16,0	-16,1	-16,5	-16,8	-17,1	-17,4	
COOPELAN	E	-4,5	-6,3	-4,2	-4,2	-5,6	-5,5	-5,7	-5,7	-6,6	-6,5	-6,4	-6,3	-6,8	-6,7	-7,2	-7,1	-9,0	-9,0	-9,3	-9,5	-9,8	-9,9	
FRONTTEL	E	-8,1	-9,6	-4,9	-4,9	-2,7	-2,7	-3,9	-3,9	-4,4	-4,4	-4,6	-4,6	-5,1	-5,1	-5,6	-5,6	-7,3	-7,4	-8,8	-9,0	-9,2	-9,4	
SAESA	B	-5,8	-4,4	-7,4	-7,5	-7,6	-7,6	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,1	-11,1	-9,5	-9,6	-10,1	-10,2	
SAESA	E	-5,8	-4,4	-7,4	-7,5	-7,6	-7,6	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,1	-11,1	-9,5	-9,6	-10,1	-10,2	
SAESA	F	-5,5	-4,1	-7,1	-7,1	-7,3	-7,3	-8,0	-8,0	-8,5	-8,5	-8,9	-8,9	-9,4	-9,4	-9,8	-9,8	-10,6	-10,6	-8,9	-9,0	-9,5	-9,6	
CODINER	E	-3,6	-2,3	6,4	6,6	-7,6	-7,6	-8,3	-8,4	-8,8	-8,9	-9,3	-9,3	-9,7	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,6	-0,7	-0,8	-1,3	-1,4	
EDECSA	C	-26,7	-29,4	-14,3	-14,5	-23,3	-23,6	-26,0	-26,2	-26,2	-26,4	-26,5	-26,8	-27,2	-27,5	-28,1	-28,4	-30,5	-30,9	-28,7	-29,2	-29,7	-30,2	
CEC	E	-7,8	-8,2	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,7	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,6	-14,2	-14,6	-15,0	-15,3	
LUZLINARES	E	-19,7	-21,4	-8,7	-9,0	-12,6	-12,8	-14,7	-15,0	-15,8	-16,1	-16,6	-16,8	-17,8	-18,0	-19,0	-19,3	-21,0	-21,4	-20,0	-20,5	-21,1	-21,6	
LUZPARRAL	E	-9,9	-11,6	-4,1	-4,2	-3,7	-3,7	-4,9	-5,0	-5,7	-5,7	-5,9	-5,9	-6,6	-6,6	-7,1	-7,2	-9,1	-9,2	-10,5	-10,8	-11,1	-11,3	
COPELEC	E	-21,0	-23,6	-7,6	-7,8	-8,7	-8,8	-10,8	-11,0	-12,1	-12,3	-12,8	-12,9	-13,9	-14,1	-15,0	-15,1	-17,9	-18,1	-18,1	-18,5	-18,9	-19,3	
COELCHA	E	-7,9	-11,1	-7,9	-8,2	-7,6	-7,6	-9,1	-9,4	-11,8	-12,1	-14,1	-14,4	-15,1	-15,2	-15,1	-15,3	-16,4	-16,7	-16,1	-16,5	-16,8	-17,2	
SOCOPEA	F	-7,8	-7,9	8,2	8,5	6,0	6,2	3,6	3,7	1,1	1,3	0,1	0,2	-0,4	-0,2	-0,4	-0,2	-2,6	-2,6	-0,9	-1,0	-1,5	-1,7	
COOPREL	F	-11,5	-7,9	-6,4	-6,2	-7,6	-7,7	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,7	-6,2	-6,6	-7,1	-7,6	
LUZ OSORNO	F	-4,9	-3,4	3,4	3,5	-2,2	-2,1	-2,9	-2,8	-2,9	-2,8	-3,0	-2,8	-3,0	-2,9	-3,2	-3,1	-4,1	-4,1	-6,1	-6,3	-6,8	-6,9	
CRELL	F	-7,8	-7,9	-7,4	-7,5	-7,6	-7,7	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,7	-11,1	-11,2	-11,6	-11,7	
Mataquito	B	-5,3	-3,3	-7,3	-7,4	-7,5	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,5	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
DESA	A	-5,2	-3,3	-7,3	-7,4	-7,5	-7,5	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,5	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
Sistémico		-7,5	-7,7	-7,3	-7,3	-7,4	-7,4	-8,1	-8,1	-8,6	-8,6	-9,0	-9,0	-9,4	-9,4	-9,9	-9,9	-11,2	-11,3	-10,7	-10,8	-11,2	-11,4	

E.7. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso LB-50

En la Tabla E.9 se muestran los PNP semestrales por distribuidoras, en USD/MWh, obtenidos para el caso LB-50.

TABLA E.9: PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso LB-50. Fuente: elaboración propia.

		PNP Semestral (USD/MWh)																								
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2			
EMELARI	A	86,4	124,0	133,1	133,9	80,5	81,1	82,3	82,9	78,9	79,5	79,1	79,8	80,5	81,1	81,9	82,5	82,8	83,4	82,5	83,1	84,0	84,7			
ELIQSA	A	85,3	122,7	128,3	129,1	86,1	86,8	85,7	86,4	80,3	81,0	79,7	80,3	81,2	81,8	82,7	83,4	83,6	84,3	83,4	84,1	85,1	85,8			
COOPERSOL	A	53,5	48,3	51,9	51,4	51,3	51,0	48,9	48,5	48,3	48,0	47,8	47,5	47,1	46,7	46,3	46,0	44,8	44,5	42,2	41,8	41,7	41,4			
ELECDA	A	82,8	119,2	127,1	127,9	83,3	84,0	85,0	85,7	80,4	81,1	80,2	80,9	81,8	82,5	83,4	84,1	83,5	84,2	82,1	82,8	83,8	84,5			
ELECDA	B	84,3	121,3	129,3	130,2	84,8	85,5	86,5	87,3	81,9	82,5	81,6	82,3	83,2	83,9	84,8	85,6	85,0	85,7	83,5	84,2	85,2	86,0			
EMELAT	B	103,6	112,5	122,0	122,7	114,5	115,3	113,6	114,4	115,5	116,5	117,6	118,6	118,8	119,8	120,4	121,7	107,5	108,6	75,4	75,9	76,6	77,1			
CHILQUINTA	C	97,6	102,0	105,6	106,3	97,4	97,9	97,1	97,8	98,6	99,4	100,1	100,8	101,4	102,2	103,1	104,1	92,6	93,5	69,2	69,7	70,4	70,9			
CONAFE	B	102,5	113,2	118,4	119,1	111,2	112,0	110,5	111,5	112,1	113,1	114,2	115,2	115,4	116,4	116,9	118,2	104,4	105,5	77,7	78,3	78,8	79,4			
CONAFE	C	100,8	111,3	116,4	117,2	109,4	110,1	108,7	109,6	110,3	111,2	112,3	113,3	113,5	114,4	115,0	116,2	102,7	103,7	76,4	77,0	77,5	78,1			
EMELCA	C	81,7	84,5	81,1	81,3	84,8	85,1	85,6	86,1	86,9	87,4	89,0	89,5	90,4	90,9	92,3	93,0	79,1	79,7	51,2	51,3	51,6	51,7			
LITORAL	C	89,2	90,4	73,9	74,3	74,7	75,2	76,0	76,5	78,4	79,0	80,0	80,6	81,9	82,5	84,2	85,1	78,2	78,9	60,3	60,7	61,3	61,8			
ENEL	C	90,5	95,0	100,1	100,7	94,0	94,6	93,4	94,2	94,8	95,6	96,6	97,4	97,6	98,4	98,9	99,9	88,3	89,2	65,6	66,1	66,6	67,1			
ENEL	D	90,4	94,9	100,0	100,7	93,9	94,6	93,4	94,1	94,7	95,5	96,5	97,3	97,5	98,3	98,8	99,9	88,2	89,1	65,6	66,1	66,6	67,0			
COLINA	D	89,6	94,6	99,2	99,8	93,1	93,8	92,6	93,4	94,0	94,8	95,7	96,5	96,7	97,5	98,0	99,1	87,5	88,4	65,1	65,5	66,0	66,5			
LUZANDES	D	91,5	95,7	101,3	101,9	95,1	95,8	94,6	95,4	95,9	96,8	97,7	98,6	98,8	99,6	100,1	101,2	89,4	90,3	66,4	66,9	67,4	67,9			
TILITIL	C	67,8	69,1	79,0	79,1	78,8	78,9	74,7	74,9	75,2	75,4	75,7	76,0	75,6	75,8	75,5	75,9	67,9	68,2	52,0	52,1	52,4	52,4			
TILITIL	D	67,8	69,0	78,9	79,0	78,7	78,9	74,7	74,9	75,1	75,4	75,7	75,9	75,5	75,8	75,5	75,9	67,9	68,2	52,0	52,0	52,3	52,4			
EEPA	D	85,9	90,0	102,8	103,5	96,5	97,2	96,0	96,8	97,3	98,2	99,2	100,0	100,2	101,1	101,5	102,6	90,7	91,6	67,4	67,9	68,4	68,9			
CGE	D	80,9	83,2	87,7	88,0	86,6	87,0	86,1	86,7	88,1	88,7	89,6	90,2	90,4	91,0	91,4	92,3	80,1	80,8	56,4	56,7	57,2	57,5			
CGE	E	82,6	84,9	89,4	89,8	88,3	88,8	87,8	88,4	89,8	90,4	91,4	92,0	92,2	92,8	93,3	94,1	81,7	82,4	57,6	57,9	58,3	58,7			
COOPELAN	E	71,9	74,2	83,4	83,7	81,7	82,2	81,0	81,5	82,3	83,0	83,7	84,3	84,6	85,2	85,6	86,5	76,7	77,4	57,0	57,3	57,8	58,2			
FRONTEL	E	76,1	79,2	81,5	81,9	77,5	77,9	77,6	78,1	79,5	80,1	81,1	81,7	82,2	82,8	83,4	84,2	75,0	75,6	57,5	57,9	58,4	58,8			
SAESA	B	88,5	67,5	71,8	72,2	67,3	67,7	66,9	67,4	67,9	68,5	69,2	69,8	69,9	70,5	70,9	71,7	63,2	63,9	46,9	47,2	47,6	47,9			
SAESA	E	88,8	67,6	71,9	72,4	67,5	67,9	67,1	67,6	68,1	68,6	69,4	69,9	70,1	70,7	71,1	71,8	63,4	64,0	47,0	47,3	47,7	48,0			
SAESA	F	89,7	69,4	73,4	74,0	69,1	69,7	68,7	69,3	69,6	70,3	70,8	71,5	71,5	72,2	72,4	73,3	64,9	65,7	48,9	49,4	49,6	50,1			
CODINER	E	75,6	79,9	76,9	77,3	79,5	80,1	79,1	79,7	80,2	80,9	81,7	82,4	82,6	83,3	83,7	84,6	74,7	75,5	54,1	54,5	55,2	55,7			
EDECSA	C	77,1	79,1	72,8	72,9	79,5	79,8	78,8	79,1	79,0	79,4	79,5	79,9	79,6	80,0	79,5	80,1	69,0	69,4	51,2	51,3	51,6	51,7			
CEC	E	90,1	93,8	98,2	98,8	92,2	92,8	91,7	92,4	93,0	93,7	94,7	95,5	95,6	96,5	96,9	97,9	86,3	87,2	57,6	57,8	58,3	58,6			
LUZLINARES	E	70,2	72,5	68,7	68,9	73,0	73,3	72,2	72,6	73,2	73,6	74,1	74,5	74,7	75,1	75,5	76,0	67,3	67,7	52,1	52,2	52,5	52,7			
LUZPARRAL	E	74,2	77,7	76,4	76,7	77,1	77,5	77,2	77,7	79,2	79,7	80,8	81,4	82,0	82,6	83,4	84,2	75,6	76,2	58,9	59,2	59,7	60,1			
COPELEC	E	73,5	77,1	68,0	68,2	72,9	73,3	72,9	73,4	74,7	75,1	76,3	76,7	77,4	77,9	78,7	79,3	70,4	70,9	52,7	52,9	53,3	53,5			
COELCHA	E	83,3	89,9	94,7	95,3	88,9	89,5	88,3	89,1	89,0	89,5	88,5	89,0	87,2	87,7	86,3	87,1	74,7	75,3	55,8	56,0	56,6	56,8			
SOCOEPA	F	88,3	67,7	59,2	59,4	62,4	62,8	63,6	64,1	66,1	66,7	68,2	68,8	69,2	69,8	70,1	70,9	62,6	63,2	45,4	45,8	46,4	46,8			
COOPREL	F	89,9	68,8	71,6	71,8	67,7	68,1	67,3	67,8	68,3	68,9	69,6	70,2	70,4	70,9	71,3	72,1	63,6	64,3	43,5	43,7	44,0	44,2			
LUZ OSORNO	F	89,0	66,7	65,6	65,9	67,3	67,7	67,0	67,4	67,9	68,4	69,3	69,8	69,9	70,4	70,8	71,5	63,1	63,6	47,1	47,4	47,8	48,1			
CRELL	F	85,9	65,6	68,8	69,2	64,6	65,0	64,2	64,7	65,1	65,7	66,4	66,9	67,1	67,7	68,0	68,8	60,7	61,3	45,0	45,3	45,7	46,0			
Mataquito	B	104,3	115,8	121,3	122,1	113,9	114,7	113,3	114,2	114,9	115,9	117,0	118,0	118,2	119,2	119,8	121,1	107,0	108,1	79,6	80,2	80,8	81,4			
DESA	A	124,7	127,2	133,2	134,0	125,1	125,9	124,3	125,4	126,1	127,2	128,4	129,5	129,7	130,8	131,4	132,9	117,4	118,6	87,4	88,1	88,7	89,4			
Sistémico		87,8	91,8	96,2	96,8	89,6	90,2	89,2	89,9	90,4	91,1	91,8	92,6	92,8	93,5	94,0	94,9	84,1	84,9	62,9	63,3	63,8	64,2			

En la Tabla E.10 se muestra la variación de los PNP semestrales por distribuidoras como porcentaje respecto del caso base respecto del caso base, obtenidos para el caso LB-50.

TABLA E.10: Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso LB-50. Fuente: elaboración propia.

		Variación PNP Semestral (%)																						
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2	
EMELARI	A	-0,8	-2,1	-4,1	-4,2	-0,2	-0,2	-1,2	-1,2	-0,3	-0,3	0,3	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3	-0,6	-0,6	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1	
ELIQSA	A	0,2	-3,6	-4,2	-4,2	0,4	0,5	0,3	0,3	1,1	1,2	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	1,2	1,2	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	
COOPERSOL	A	-34,9	-28,3	-19,7	-20,2	-21,3	-21,7	-22,9	-23,4	-23,6	-24,1	-24,2	-24,7	-25,2	-25,6	-26,1	-26,5	-28,1	-28,5	-32,2	-32,7	-33,0	-33,6	
ELECDA	A	1,0	0,0	-4,2	-4,2	2,5	2,6	2,5	2,6	3,0	3,1	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	4,0	3,3	3,4	1,0	1,0	1,1	1,2	
ELECDA	B	1,0	0,0	-4,1	-4,2	2,5	2,6	2,5	2,6	3,0	3,1	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	4,0	3,3	3,4	1,0	1,0	1,1	1,2	
EMELAT	B	-3,6	-4,6	-4,2	-4,2	-4,2	-4,3	-2,8	-2,8	-4,0	-3,9	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-6,7	-6,7	-6,8	-6,8	-6,9	-7,0	
CHILQUINTA	C	-3,9	-4,9	-2,3	-2,3	-2,3	-2,3	-2,7	-2,7	-2,7	-2,7	-2,6	-2,6	-2,8	-2,8	-3,1	-3,1	-4,5	-4,5	-6,5	-6,6	-6,7	-6,8	
CONAFE	B	-3,7	-1,7	-0,8	-0,6	-3,4	-3,3	-2,6	-2,4	-3,2	-3,1	-4,7	-4,6	-4,9	-4,8	-5,1	-5,0	-5,7	-5,7	-3,6	-3,6	-3,9	-3,9	
CONAFE	C	-3,7	-1,7	-0,8	-0,6	-3,4	-3,3	-2,6	-2,4	-3,2	-3,1	-4,7	-4,6	-4,9	-4,8	-5,1	-5,0	-5,7	-5,7	-3,6	-3,6	-3,9	-3,9	
EMELCA	C	-18,1	-20,5	-11,5	-11,6	-13,2	-13,3	-15,0	-15,1	-15,4	-15,6	-15,9	-16,0	-17,0	-17,1	-17,4	-17,6	-21,4	-21,7	-21,9	-22,4	-22,8	-23,2	
LITORAL	C	-4,6	-5,6	0,7	0,7	0,4	0,5	-0,2	-0,1	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,6	-0,5	-1,0	-1,0	-2,8	-2,8	-5,3	-5,3	-5,4	-5,5	
ENEL	C	-1,9	-0,5	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-5,6	-5,6	-3,0	-3,0	-3,3	-3,4	
ENEL	D	-1,9	-0,5	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-5,6	-5,6	-3,0	-3,0	-3,3	-3,4	
COLINA	D	-2,3	-0,5	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-5,6	-5,6	-3,0	-3,0	-3,3	-3,4	
LUZANDES	D	-1,4	-0,5	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-5,6	-5,6	-3,0	-3,0	-3,3	-3,4	
TILITIL	C	-28,7	-31,0	-28,2	-28,6	-23,9	-24,3	-27,8	-28,2	-28,6	-29,0	-29,5	-29,9	-30,6	-31,0	-31,7	-32,1	-31,6	-31,9	-27,6	-28,1	-28,4	-28,9	
TILITIL	D	-28,7	-31,0	-28,2	-28,6	-23,9	-24,3	-27,8	-28,2	-28,6	-29,0	-29,5	-29,9	-30,6	-31,0	-31,7	-32,1	-31,6	-31,9	-27,6	-28,1	-28,4	-28,9	
EEPA	D	0,9	0,0	-3,7	-3,5	-4,2	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-6,7	-6,8	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	
CGE	D	-7,5	-8,7	-5,7	-5,8	-6,0	-6,1	-6,8	-6,9	-7,1	-7,2	-7,2	-7,3	-7,6	-7,6	-7,9	-7,9	-9,9	-10,0	-11,5	-11,7	-11,9	-12,2	
CGE	E	-7,5	-8,7	-5,7	-5,8	-6,0	-6,1	-6,8	-6,9	-7,1	-7,2	-7,2	-7,3	-7,6	-7,6	-7,9	-7,9	-9,9	-10,0	-11,5	-11,7	-11,9	-12,2	
COOPELAN	E	-3,3	-4,7	-2,4	-2,4	-2,7	-2,5	-2,7	-2,7	-3,1	-3,0	-2,8	-2,8	-3,0	-3,0	-3,3	-3,3	-4,7	-4,8	-6,6	-6,8	-6,9	-7,1	
FRONTEL	E	-5,4	-6,6	-2,8	-2,9	-1,3	-1,4	-2,1	-2,1	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,7	-2,7	-3,0	-3,0	-4,3	-4,3	-6,2	-6,4	-6,5	-6,7	
SAESA	B	-2,3	-2,3	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,8	-5,0	-5,1	-5,3	-5,3	-5,6	-5,6	-5,8	-5,8	-6,2	-6,2	-5,1	-5,1	-5,4	-5,5	
SAESA	E	-2,3	-2,3	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,8	-4,8	-5,0	-5,1	-5,3	-5,3	-5,6	-5,6	-5,8	-5,8	-6,2	-6,2	-5,1	-5,1	-5,4	-5,5	
SAESA	F	-2,2	-2,1	-4,0	-4,0	-4,1	-4,1	-4,5	-4,5	-4,8	-4,8	-5,1	-5,1	-5,3	-5,3	-5,6	-5,6	-6,0	-5,9	-4,8	-4,8	-5,1	-5,1	
CODINER	E	-0,1	0,1	3,5	3,6	-4,3	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,3	-5,3	-5,5	-5,6	-5,8	-5,8	-6,8	-6,8	1,5	1,6	1,7	1,8	
EDECESA	C	-18,8	-20,8	-9,5	-9,7	-15,7	-15,9	-17,8	-18,0	-17,9	-18,1	-18,1	-18,3	-18,6	-18,8	-19,4	-19,6	-22,1	-22,4	-22,4	-22,9	-23,2	-23,7	
CEC	E	-4,4	-4,5	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,8	-5,0	-5,0	-5,3	-5,3	-5,6	-5,6	-5,8	-5,8	-6,8	-6,8	-10,2	-10,5	-10,7	-11,0	
LUZLINARES	E	-13,9	-15,3	-6,0	-6,2	-8,1	-8,2	-9,6	-9,8	-10,4	-10,6	-10,9	-11,0	-11,7	-11,9	-12,6	-12,8	-14,7	-15,0	-15,3	-15,8	-16,2	-16,6	
LUZPARRAL	E	-6,6	-7,9	-2,5	-2,5	-2,0	-2,0	-2,8	-2,8	-3,2	-3,2	-3,2	-3,2	-3,6	-3,6	-4,0	-4,0	-5,5	-5,6	-7,4	-7,6	-7,7	-7,9	
COPELEC	E	-14,5	-16,4	-5,0	-5,1	-5,2	-5,3	-6,6	-6,7	-7,5	-7,6	-7,8	-7,9	-8,6	-8,7	-9,3	-9,4	-11,8	-11,9	-13,3	-13,6	-13,9	-14,2	
COELCHA	E	-4,4	-5,1	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,7	-4,7	-5,7	-5,9	-8,2	-8,4	-9,2	-9,3	-9,2	-9,3	-10,6	-10,8	-11,6	-11,9	-12,1	-12,4	
SOCOEP	F	-4,4	-4,5	4,5	4,6	3,4	3,5	3,5	3,6	3,8	3,9	4,2	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	2,7	2,7	1,8	1,8	2,0	2,1	
COOPREL	F	-5,2	-4,5	-3,8	-3,9	-4,3	-4,3	-4,8	-4,8	-5,0	-5,1	-5,3	-5,3	-5,6	-5,6	-5,8	-5,8	-6,8	-6,8	-5,6	-6,0	-6,3	-6,7	
LUZ OSORNO	F	-3,0	-2,8	1,9	1,9	1,0	1,0	0,7	0,7	0,8	0,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,0	1,1	0,4	0,4	-1,5	-1,6	-1,9	-2,0	
CRELL	F	-4,4	-4,5	-4,2	-4,2	-4,3	-4,3	-4,8	-4,8	-5,1	-5,1	-5,3	-5,3	-5,6	-5,6	-5,8	-5,8	-6,8	-6,8	-6,7	-6,8	-7,0	-7,1	
Mataquito	B	-1,8	0,0	-4,2	-4,2	-4,2	-4,3	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-6,7	-6,7	-3,6	-3,6	-4,0	-4,0	
DESA	A	-1,8	0,0	-4,1	-4,2	-4,2	-4,2	-4,7	-4,7	-5,0	-5,0	-5,2	-5,2	-5,5	-5,5	-5,8	-5,8	-6,7	-6,7	-3,6	-3,6	-4,0	-4,0	
Sistémico		-4,2	-4,4	-4,1	-4,1	-4,1	-4,1	-4,6	-4,6	-4,9	-4,9	-5,1	-5,1	-5,4	-5,4	-5,6	-5,6	-6,6	-6,6	-6,4	-6,5	-6,7	-6,8	

E.8. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso LB-100

En la Tabla E.11 se muestran los PNP semestrales por distribuidoras, en USD/MWh, obtenidos para el caso LB-100.

TABLA E.11: PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso LB-100. Fuente: elaboración propia.

		PNP Semestral (USD/MWh)																							
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2		
EMELARI	A	86,7	122,9	128,7	129,4	80,1	80,7	81,3	81,9	78,5	79,1	78,9	79,6	80,2	80,9	81,5	82,2	82,1	82,8	81,1	81,8	82,7	83,3		
ELIQSA	A	86,4	118,5	124,1	124,8	86,1	86,8	85,7	86,4	80,8	81,5	80,5	81,2	81,9	82,6	83,4	84,2	84,2	85,0	80,4	80,9	81,3	81,9		
COOPERSOL	A	55,2	50,0	54,0	53,6	52,9	52,6	50,6	50,3	50,2	49,9	49,8	49,5	49,2	48,9	48,5	48,3	47,0	46,7	43,9	43,6	43,5	43,3		
ELECDA	A	84,5	117,3	122,9	123,7	84,9	85,6	86,7	87,5	82,3	83,1	82,2	83,0	83,9	84,7	85,6	86,4	85,6	86,5	79,6	80,1	80,5	81,1		
ELECDA	B	86,0	119,4	125,1	125,8	86,4	87,1	88,3	89,1	83,8	84,5	83,7	84,4	85,4	86,2	87,1	88,0	87,2	88,0	81,0	81,5	82,0	82,5		
EMELAT	B	101,1	109,4	117,9	118,6	110,6	111,3	109,6	110,5	110,9	111,8	112,7	113,6	113,6	114,6	114,8	116,1	102,0	103,0	72,3	72,8	73,4	73,9		
CHILQUINTA	C	95,0	99,2	103,5	104,1	95,2	95,8	94,7	95,4	96,2	96,9	97,5	98,3	98,6	99,3	100,0	101,0	89,2	90,0	66,7	67,1	67,7	68,2		
CONAFE	B	98,9	109,3	114,5	115,2	107,4	108,1	106,4	107,2	107,6	108,6	109,4	110,3	110,3	111,2	111,5	112,7	99,0	100,0	74,1	74,6	75,0	75,5		
CONAFE	C	97,3	107,5	112,6	113,3	105,6	106,3	104,6	105,5	105,9	106,8	107,6	108,5	108,5	109,4	109,7	110,9	97,4	98,4	72,9	73,4	73,8	74,3		
EMELCA	C	73,5	75,1	75,6	75,7	77,7	77,9	77,6	77,9	78,5	78,9	80,0	80,4	80,7	81,1	81,9	82,5	69,7	70,1	47,1	47,2	47,3	47,3		
LITORAL	C	86,7	87,6	74,3	74,7	74,7	75,2	75,7	76,3	77,9	78,5	79,4	80,0	81,0	81,7	83,1	83,9	76,3	77,0	58,8	59,2	59,7	60,2		
ENEL	C	87,3	92,3	96,8	97,4	90,7	91,3	89,9	90,6	91,0	91,8	92,5	93,3	93,3	94,0	94,3	95,3	83,7	84,6	62,6	63,0	63,4	63,8		
ENEL	D	87,2	92,2	96,7	97,3	90,7	91,3	89,8	90,6	90,9	91,7	92,4	93,2	93,2	94,0	94,2	95,3	83,7	84,5	62,6	63,0	63,3	63,7		
COLINA	D	86,5	91,5	95,9	96,5	89,9	90,5	89,1	89,8	90,2	90,9	91,7	92,5	92,4	93,2	93,5	94,5	83,0	83,8	62,0	62,5	62,8	63,2		
LUZANDES	D	88,3	93,4	98,0	98,5	91,8	92,5	91,0	91,8	92,1	92,9	93,6	94,4	94,4	95,2	95,5	96,5	84,8	85,6	63,4	63,8	64,1	64,6		
TILTIL	C	69,3	70,5	80,7	80,9	79,9	80,1	76,0	76,3	76,6	76,9	77,3	77,6	77,2	77,5	77,2	77,7	69,6	70,0	53,3	53,4	53,8	53,9		
TILTIL	D	69,2	70,4	80,7	80,8	79,9	80,1	76,0	76,2	76,6	76,8	77,2	77,5	77,2	77,5	77,2	77,7	69,5	69,9	53,3	53,4	53,8	53,9		
EEPA	D	87,6	91,7	99,4	100,0	93,2	93,8	92,3	93,1	93,5	94,2	95,0	95,8	95,8	96,6	96,9	97,9	86,0	86,9	64,3	64,7	65,1	65,5		
CGE	D	77,2	79,0	84,0	84,3	82,5	82,9	81,7	82,2	83,3	83,8	84,6	85,1	85,1	85,6	85,9	86,6	74,7	75,3	53,3	53,5	53,8	54,1		
CGE	E	78,8	80,6	85,7	86,0	84,2	84,5	83,3	83,8	84,9	85,5	86,2	86,8	86,8	87,3	87,6	88,4	76,1	76,8	54,3	54,5	54,9	55,2		
COOPELAN	E	71,0	72,9	81,8	82,1	79,2	79,7	78,5	79,1	79,3	80,0	80,6	81,3	81,3	82,0	82,2	83,1	73,3	74,0	55,4	55,7	56,0	56,4		
FRONTEL	E	73,9	76,6	79,9	80,1	76,4	76,8	76,2	76,7	77,9	78,4	79,2	79,8	80,1	80,7	81,1	81,9	72,6	73,2	56,0	56,3	56,7	57,1		
SAESA	B	85,4	66,0	69,3	69,7	64,9	65,4	64,4	64,9	65,2	65,7	66,3	66,8	66,8	67,4	67,6	68,3	60,0	60,5	44,7	44,9	45,2	45,5		
SAESA	E	85,6	66,2	69,5	69,9	65,1	65,5	64,5	65,0	65,3	65,8	66,4	67,0	67,0	67,5	67,8	68,5	60,1	60,7	44,8	45,1	45,3	45,6		
SAESA	F	86,7	68,0	71,1	71,6	66,8	67,4	66,2	66,8	66,9	67,6	67,9	68,6	68,5	69,1	69,2	70,0	61,7	62,4	46,8	47,2	47,3	47,7		
CODINER	E	72,9	78,1	79,1	79,5	76,8	77,3	76,1	76,7	77,0	77,6	78,3	79,0	79,0	79,6	79,9	80,7	70,9	71,6	52,9	53,3	53,6	53,9		
EDECSA	C	69,6	70,6	68,9	69,0	72,3	72,5	70,9	71,1	71,1	71,3	71,3	71,6	71,2	71,5	70,9	71,3	61,6	61,9	47,0	47,0	47,2	47,2		
CEC	E	86,9	90,2	94,9	95,5	89,0	89,6	88,2	88,9	89,2	90,0	90,7	91,4	91,4	92,2	92,4	93,4	81,9	82,7	55,0	55,2	55,5	55,7		
LUZLINARES	E	65,5	67,2	66,7	66,8	69,4	69,6	68,2	68,4	68,8	69,1	69,4	69,7	69,6	69,9	69,9	70,4	62,3	62,6	49,2	49,3	49,5	49,5		
LUZPARRAL	E	71,6	74,6	75,1	75,4	75,8	76,2	75,4	75,9	77,1	77,7	78,6	79,1	79,5	80,0	80,6	81,3	72,7	73,2	56,9	57,2	57,6	57,9		
COPELEC	E	67,8	70,4	66,2	66,3	70,2	70,5	69,7	70,0	70,9	71,3	72,1	72,6	72,9	73,3	73,7	74,3	65,5	65,9	49,8	49,9	50,2	50,3		
COELCHA	E	80,3	84,2	91,0	91,3	85,8	86,4	84,3	84,7	83,2	83,6	82,7	83,2	81,5	82,0	80,7	81,3	69,8	70,3	53,0	53,1	53,6	53,7		
SOCOEPA	F	85,2	65,3	61,3	61,7	64,0	64,4	63,7	64,2	64,5	65,0	65,5	66,1	66,1	66,7	66,9	67,6	59,3	59,9	44,2	44,5	44,8	45,1		
COOPREL	F	84,0	66,4	69,7	70,1	65,3	65,8	64,7	65,2	65,5	66,1	66,6	67,2	67,2	67,8	68,0	68,7	60,3	60,9	43,3	43,4	43,7	43,8		
LUZ OSORNO	F	87,3	66,2	66,6	66,9	65,2	65,6	64,6	65,1	65,4	65,9	66,5	67,1	67,1	67,6	67,9	68,6	60,2	60,8	44,9	45,2	45,5	45,7		
CRELL	F	82,9	63,3	66,5	66,9	62,3	62,7	61,7	62,2	62,5	63,0	63,6	64,1	64,1	64,6	64,9	65,6	57,6	58,1	42,9	43,2	43,4	43,7		
Mataquito	B	100,6	112,0	117,3	118,0	110,0	110,8	109,0	109,9	110,3	111,2	112,1	113,1	113,0	114,0	114,3	115,5	101,5	102,5	76,0	76,5	76,9	77,4		
DESA	A	120,4	123,0	128,8	129,6	120,8	121,6	119,6	120,6	121,1	122,1	123,0	124,1	124,0	125,1	125,4	126,7	111,4	112,5	83,4	84,0	84,4	85,0		
Sistémico		84,8	88,6	93,0	93,5	86,6	87,1	85,9	86,6	86,8	87,5	88,1	88,8	88,8	89,5	89,8	90,7	79,9	80,6	60,0	60,4	60,7	61,1		

En la Tabla E.12 se muestra la variación de los PNP semestrales por distribuidoras como porcentaje respecto del caso base, obtenidos para el caso LB-100.

TABLA E.12: Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso LB-100. Fuente: elaboración propia.

		Variación PNP Semestral (%)																						
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2	
EMELARI	A	-0,4	-3,0	-7,3	-7,4	-0,7	-0,7	-2,3	-2,3	-0,8	-0,8	0,0	0,1	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-1,4	-1,3	-4,7	-4,6	-4,7	-4,7	
ELQSA	A	1,5	-6,9	-7,3	-7,4	0,4	0,5	0,3	0,3	1,8	1,9	2,8	2,9	3,1	2,8	3,0	2,9	3,1	1,9	2,1	-4,8	-4,9	-5,5	-5,6
COOPERSOL	A	-32,9	-25,8	-16,4	-16,8	-18,9	-19,3	-20,2	-20,5	-20,7	-21,0	-21,1	-21,4	-21,8	-22,1	-22,5	-22,8	-24,6	-24,9	-29,5	-29,8	-30,1	-30,5	
ELECDA	A	3,1	-1,5	-7,3	-7,4	4,4	4,6	4,6	4,8	5,4	5,6	6,1	6,3	6,4	6,6	6,6	6,8	5,9	6,1	-2,1	-2,2	-2,8	-2,9	
ELECDA	B	3,1	-1,5	-7,3	-7,4	4,4	4,6	4,6	4,8	5,4	5,6	6,1	6,3	6,4	6,6	6,6	6,8	5,9	6,1	-2,1	-2,2	-2,8	-2,9	
EMELAT	B	-5,9	-7,2	-7,3	-7,4	-7,5	-7,6	-6,3	-6,2	-7,8	-7,7	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,5	-10,6	-10,7	-10,8	-10,9	
CHILQUINTA	C	-6,5	-7,5	-4,3	-4,3	-4,5	-4,5	-5,1	-5,1	-5,2	-5,2	-5,1	-5,1	-5,5	-5,5	-6,0	-6,0	-8,0	-8,1	-9,9	-10,0	-10,2	-10,3	
CONAFE	B	-7,0	-5,1	-4,1	-3,9	-6,7	-6,6	-6,2	-6,1	-7,1	-7,0	-8,7	-8,6	-9,1	-9,0	-9,4	-9,4	-10,6	-10,6	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
CONAFE	C	-7,0	-5,1	-4,1	-3,9	-6,7	-6,6	-6,2	-6,1	-7,1	-7,0	-8,7	-8,6	-9,1	-9,0	-9,4	-9,4	-10,6	-10,6	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
EMELCA	C	-26,4	-29,4	-17,5	-17,7	-20,5	-20,7	-23,0	-23,2	-23,6	-23,8	-24,4	-24,6	-25,8	-26,0	-26,6	-26,9	-30,8	-31,2	-28,2	-28,7	-29,2	-29,7	
LITORAL	C	-7,2	-8,6	1,2	1,2	0,4	0,5	-0,6	-0,5	-1,0	-0,9	-0,9	-0,9	-1,6	-1,5	-2,4	-2,3	-5,1	-5,1	-7,6	-7,7	-7,9	-7,9	
ENEL	C	-5,3	-3,3	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,1	
ENEL	D	-5,3	-3,3	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,1	
COLINA	D	-5,7	-3,8	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,2	
LUZANDES	D	-4,8	-2,9	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-10,5	-10,5	-7,5	-7,6	-8,0	-8,1	
TILITIL	C	-27,2	-29,6	-26,7	-27,0	-22,8	-23,1	-26,5	-26,9	-27,2	-27,6	-28,1	-28,4	-29,1	-29,4	-30,2	-30,5	-29,9	-30,2	-25,8	-26,1	-26,5	-26,8	
TILITIL	D	-27,2	-29,6	-26,7	-27,0	-22,8	-23,1	-26,5	-26,9	-27,2	-27,6	-28,1	-28,4	-29,1	-29,4	-30,2	-30,5	-29,9	-30,2	-25,8	-26,1	-26,5	-26,8	
EEPA	D	2,9	1,9	-6,9	-6,7	-7,5	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,6	-6,6	-6,8	-7,2	-7,3	
CGE	D	-11,7	-13,4	-9,6	-9,7	-10,5	-10,6	-11,7	-11,7	-12,2	-12,3	-12,5	-12,6	-13,0	-13,1	-13,5	-13,6	-16,0	-16,1	-16,5	-16,8	-17,1	-17,4	
CGE	E	-11,7	-13,4	-9,6	-9,7	-10,5	-10,6	-11,7	-11,7	-12,2	-12,3	-12,5	-12,6	-13,0	-13,1	-13,5	-13,6	-16,0	-16,1	-16,5	-16,8	-17,1	-17,4	
COOPELAN	E	-4,5	-6,3	-4,2	-4,2	-5,6	-5,5	-5,7	-5,7	-6,6	-6,5	-6,4	-6,3	-6,8	-6,7	-7,2	-7,1	-9,0	-9,0	-9,3	-9,5	-9,8	-9,9	
FRONTTEL	E	-8,1	-9,6	-4,9	-4,9	-2,7	-2,7	-3,9	-3,9	-4,4	-4,4	-4,6	-4,6	-5,1	-5,1	-5,6	-5,6	-7,3	-7,4	-8,8	-9,0	-9,2	-9,4	
SAESA	B	-5,8	-4,4	-7,4	-7,5	-7,6	-7,6	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,1	-11,1	-9,5	-9,6	-10,1	-10,2	
SAESA	E	-5,8	-4,4	-7,4	-7,5	-7,6	-7,6	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,1	-11,1	-9,5	-9,6	-10,1	-10,2	
SAESA	F	-5,5	-4,1	-7,1	-7,1	-7,3	-7,3	-8,0	-8,0	-8,5	-8,5	-8,9	-8,9	-9,4	-9,4	-9,8	-9,8	-10,6	-10,6	-8,9	-9,0	-9,5	-9,6	
CODINER	E	-3,6	-2,3	6,4	6,6	-7,6	-7,6	-8,3	-8,4	-8,8	-8,9	-9,3	-9,3	-9,7	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,6	-0,7	-0,8	-1,3	-1,4	
EDECSA	C	-26,7	-29,4	-14,3	-14,5	-23,3	-23,6	-26,0	-26,2	-26,2	-26,4	-26,5	-26,8	-27,2	-27,5	-28,1	-28,4	-30,5	-30,9	-28,7	-29,2	-29,7	-30,2	
CEC	E	-7,8	-8,2	-7,4	-7,4	-7,6	-7,6	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,7	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,6	-14,2	-14,6	-15,0	-15,3	
LUZLINARES	E	-19,7	-21,4	-8,7	-9,0	-12,6	-12,8	-14,7	-15,0	-15,8	-16,1	-16,6	-16,8	-17,8	-18,0	-19,0	-19,3	-21,0	-21,4	-20,0	-20,5	-21,1	-21,6	
LUZPARRAL	E	-9,9	-11,6	-4,1	-4,2	-3,7	-3,7	-4,9	-5,0	-5,7	-5,7	-5,9	-5,9	-6,6	-6,6	-7,1	-7,2	-9,1	-9,2	-10,5	-10,8	-11,1	-11,3	
COPELEC	E	-21,0	-23,6	-7,6	-7,8	-8,7	-8,8	-10,8	-11,0	-12,1	-12,3	-12,8	-12,9	-13,9	-14,1	-15,0	-15,1	-17,9	-18,1	-18,1	-18,5	-18,9	-19,3	
COELCHA	E	-7,9	-11,1	-7,9	-8,2	-7,6	-7,6	-9,1	-9,4	-11,8	-12,1	-14,1	-14,4	-15,1	-15,2	-15,1	-15,3	-16,4	-16,7	-16,1	-16,5	-16,8	-17,2	
SOCOPEA	F	-7,8	-7,9	8,2	8,5	6,0	6,2	3,6	3,7	1,1	1,3	0,1	0,2	-0,4	-0,2	-0,4	-0,2	-2,6	-2,6	-0,9	-1,0	-1,5	-1,7	
COOPREL	F	-11,5	-7,9	-6,4	-6,2	-7,6	-7,7	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,7	-6,2	-6,6	-7,1	-7,6	
LUZ OSORNO	F	-4,9	-3,4	3,4	3,5	-2,2	-2,1	-2,9	-2,8	-2,9	-2,8	-3,0	-2,8	-3,0	-2,9	-3,2	-3,1	-4,1	-4,1	-6,1	-6,3	-6,8	-6,9	
CRELL	F	-7,8	-7,9	-7,4	-7,5	-7,6	-7,7	-8,4	-8,4	-8,9	-8,9	-9,3	-9,3	-9,8	-9,8	-10,2	-10,2	-11,6	-11,7	-11,1	-11,2	-11,6	-11,7	
Mataquito	B	-5,3	-3,3	-7,3	-7,4	-7,5	-7,6	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,5	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
DESA	A	-5,2	-3,3	-7,3	-7,4	-7,5	-7,5	-8,3	-8,3	-8,8	-8,8	-9,2	-9,2	-9,7	-9,7	-10,1	-10,1	-11,5	-11,5	-8,0	-8,1	-8,6	-8,7	
Sistémico		-7,5	-7,7	-7,3	-7,3	-7,4	-7,4	-8,1	-8,1	-8,6	-8,6	-9,0	-9,0	-9,4	-9,4	-9,9	-9,9	-11,2	-11,3	-10,7	-10,8	-11,2	-11,4	

E.9. Resultados, PNP Distribuidoras, Caso LA-100

En la Tabla E.13 se muestran los PNP semestrales por distribuidoras, en USD/MWh, obtenidos para el caso LA-100.

TABLA E.13: PNP por distribuidoras, en USD/MWh, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.

		PNP Semestral (USD/MWh)																								
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2			
EMELARI	A	86.8	120.9	126.6	127.3	79.8	80.4	80.7	81.3	78.1	78.7	78.6	79.3	79.9	80.5	81.1	81.8	81.5	82.2	80.2	80.9	81.7	82.4			
ELIQSA	A	86.9	116.6	122.0	122.8	85.9	86.7	85.5	86.2	80.9	81.6	80.7	81.4	82.1	82.9	83.6	84.4	84.3	85.1	78.5	79.0	79.3	79.8			
COOPERSOL	A	56.0	51.0	54.9	54.6	53.6	53.4	51.4	51.2	51.1	50.8	50.7	50.5	50.1	49.9	49.6	49.4	47.9	47.7	44.7	44.5	44.4	44.2			
ELECDA	A	85.3	115.5	120.9	121.6	85.6	86.4	87.5	88.4	83.2	84.0	83.1	83.9	84.9	85.7	86.6	87.5	86.6	87.5	77.7	78.2	78.5	79.0			
ELECDA	B	86.8	117.5	123.0	123.8	87.1	87.9	89.1	89.9	84.6	85.4	84.6	85.4	86.4	87.2	88.2	89.1	88.2	89.1	79.1	79.6	79.9	80.4			
EMELAT	B	99.5	108.2	116.0	116.7	108.6	109.4	107.4	108.3	108.6	109.5	110.2	111.2	110.9	111.9	112.0	113.2	99.3	100.2	70.6	71.1	71.6	72.1			
CHILQUINTA	C	93.5	98.2	102.3	102.9	94.0	94.5	93.4	94.1	94.7	95.4	96.0	96.7	96.9	97.7	98.2	99.2	87.2	88.0	65.3	65.7	66.2	66.6			
CONAFE	B	97.4	107.5	112.6	113.3	105.5	106.2	104.3	105.2	105.4	106.3	107.0	107.9	107.7	108.6	108.7	109.9	96.4	97.3	72.4	72.8	73.1	73.6			
CONAFE	C	95.8	105.8	110.8	111.4	103.8	104.5	102.6	103.4	103.7	104.6	105.2	106.2	106.0	106.8	107.0	108.1	94.8	95.7	71.2	71.6	71.9	72.4			
EMELCA	C	70.7	72.2	73.4	73.5	74.8	75.0	74.4	74.7	75.1	75.4	76.4	76.7	76.8	77.2	77.7	78.2	66.1	66.4	45.8	45.8	45.9	45.9			
LITORAL	C	85.6	86.5	74.3	74.7	74.5	75.0	75.4	76.0	77.5	78.1	78.9	79.6	80.4	81.1	82.3	83.1	75.2	75.9	57.9	58.3	58.8	59.2			
ENEL	C	85.9	90.8	95.2	95.8	89.1	89.7	88.2	88.9	89.1	89.8	90.5	91.2	91.1	91.9	92.0	93.0	81.5	82.3	61.1	61.5	61.8	62.1			
ENEL	D	85.8	90.8	95.1	95.7	89.1	89.7	88.1	88.8	89.0	89.8	90.4	91.2	91.0	91.8	91.9	92.9	81.4	82.2	61.1	61.4	61.7	62.1			
COLINA	D	85.1	90.0	94.4	94.9	88.4	88.9	87.4	88.1	88.3	89.1	89.7	90.4	90.3	91.0	91.2	92.1	80.8	81.5	60.6	60.9	61.2	61.6			
LUZANDES	D	86.9	91.9	96.3	96.9	90.2	90.8	89.3	90.0	90.2	90.9	91.6	92.4	92.2	93.0	93.1	94.1	82.5	83.3	61.9	62.2	62.5	62.9			
TILITIL	C	69.9	71.4	81.5	81.6	80.4	80.6	76.6	76.9	77.2	77.5	77.9	78.3	77.9	78.2	78.0	78.5	70.2	70.7	53.9	54.1	54.4	54.6			
TILITIL	D	69.9	71.3	81.4	81.6	80.4	80.6	76.5	76.8	77.2	77.5	77.9	78.2	77.8	78.2	77.9	78.5	70.2	70.6	53.9	54.0	54.4	54.5			
EEPA	D	88.3	92.7	97.8	98.4	91.6	92.2	90.6	91.3	91.5	92.3	92.9	93.7	93.6	94.3	94.5	95.5	83.7	84.5	62.8	63.2	63.4	63.8			
CGE	D	75.7	77.5	82.3	82.6	80.6	80.9	79.6	80.0	81.0	81.5	82.1	82.6	82.5	83.0	83.1	83.8	72.1	72.6	51.8	52.0	52.3	52.5			
CGE	E	77.2	79.0	84.0	84.3	82.2	82.5	81.1	81.6	82.6	83.1	83.7	84.3	84.1	84.6	84.7	85.5	73.5	74.1	52.9	53.1	53.4	53.6			
COOPELAN	E	70.6	72.6	81.0	81.3	78.0	78.5	77.1	77.7	77.9	78.5	79.0	79.7	79.6	80.2	80.3	81.2	71.5	72.2	54.2	54.6	54.8	55.1			
FRONTEL	E	73.0	75.8	79.0	79.3	75.8	76.2	75.4	75.9	76.9	77.5	78.2	78.8	79.0	79.5	79.8	80.6	71.3	71.9	54.9	55.3	55.5	55.9			
SAESA	B	84.1	64.9	68.2	68.6	63.8	64.2	63.1	63.6	63.8	64.3	64.8	65.3	65.3	65.8	65.9	66.6	58.3	58.9	43.6	43.8	44.1	44.3			
SAESA	E	84.3	65.1	68.4	68.8	64.0	64.4	63.3	63.8	63.9	64.5	64.9	65.5	65.4	65.9	66.1	66.8	58.5	59.0	43.7	43.9	44.2	44.5			
SAESA	F	85.3	67.0	70.0	70.5	65.7	66.2	65.0	65.6	65.6	66.2	66.5	67.2	66.9	67.6	67.5	68.3	60.1	60.8	45.8	46.1	46.2	46.6			
CODINER	E	71.8	76.8	80.0	80.5	75.4	75.9	74.6	75.2	75.4	76.0	76.6	77.2	77.1	77.7	77.9	78.7	69.0	69.6	51.6	52.0	52.2	52.5			
EDECSA	C	67.2	68.1	67.5	67.6	69.7	69.8	68.0	68.2	68.1	68.3	68.3	68.5	68.1	68.3	67.6	68.0	58.9	59.2	45.7	45.7	45.8	45.8			
CEC	E	85.5	88.6	93.3	93.9	87.4	88.0	86.5	87.2	87.3	88.1	88.7	89.4	89.3	90.0	90.1	91.1	79.7	80.4	53.8	54.0	54.3	54.5			
LUZLINARES	E	64.0	65.8	66.0	66.0	68.0	68.2	66.6	66.8	67.0	67.3	67.5	67.8	67.5	67.8	67.7	68.1	60.4	60.6	48.2	48.2	48.4	48.4			
LUZPARRAL	E	70.5	73.6	74.5	74.8	75.0	75.4	74.6	75.0	76.1	76.6	77.4	77.9	78.1	78.7	79.1	79.8	71.1	71.7	55.8	56.1	56.5	56.7			
COPELEC	E	65.9	68.4	65.4	65.5	69.0	69.3	68.2	68.6	69.2	69.6	70.3	70.7	70.8	71.2	71.5	72.0	63.3	63.7	48.6	48.7	48.9	49.0			
COELCHA	E	78.5	82.3	88.4	88.6	84.3	84.9	81.6	82.0	80.6	81.0	80.2	80.6	78.9	79.3	78.1	78.7	67.7	68.1	51.8	51.9	52.3	52.4			
SOCOEPA	F	83.9	64.2	62.3	62.7	63.1	63.5	62.4	62.9	63.1	63.6	64.1	64.6	64.6	65.1	65.2	65.9	57.7	58.3	43.2	43.4	43.6	43.9			
COOPREL	F	81.6	65.3	68.6	69.0	64.2	64.6	63.5	64.0	64.2	64.7	65.2	65.7	65.6	66.2	66.3	67.0	58.7	59.3	43.2	43.3	43.6	43.6			
LUZ OSORNO	F	85.9	65.2	66.9	67.2	64.0	64.4	63.3	63.8	64.0	64.5	65.0	65.6	65.5	66.0	66.2	66.9	58.6	59.1	43.8	44.0	44.3	44.6			
CRELL	F	81.5	62.3	65.4	65.8	61.2	61.6	60.5	61.0	61.2	61.7	62.2	62.7	62.6	63.1	63.2	63.9	56.0	56.5	41.8	42.1	42.3	42.6			
Mataquito	B	99.0	110.2	115.4	116.1	108.1	108.8	106.9	107.8	108.0	108.9	109.6	110.6	110.4	111.3	111.4	112.6	98.8	99.7	74.1	74.6	74.9	75.4			
DESA	A	118.5	121.0	126.7	127.4	118.7	119.5	117.3	118.3	118.6	119.6	120.4	121.4	121.1	122.2	122.3	123.6	108.4	109.5	81.4	82.0	82.3	82.8			
Sistémico		83,5	87,2	91,5	92,0	85,1	85,6	84,3	84,9	85,1	85,7	86,2	86,9	86,8	87,4	87,6	88,5	77,8	78,5	58,6	58,9	59,2	59,5			

En la Tabla E.14 se muestra la variación de los PNP semestrales por distribuidoras como porcentaje respecto del caso base, obtenidos para el caso LA-100.

TABLA E.14: Variación de los PNP por distribuidora, como porcentaje del caso base, caso LA-100. Fuente: elaboración propia.

		Variación PNP Semestral (%)																					
Distribuidora	STx	25-1	25-2	26-1	26-2	27-1	27-2	28-1	28-2	29-1	29-2	30-1	30-2	31-1	31-2	32-1	32-2	33-1	33-2	34-1	34-2	35-1	35-2
EMELARI	A	-0,3	-4,6	-8,8	-8,9	-1,1	-1,1	-3,1	-3,0	-1,3	-1,2	-0,3	-0,3	-0,5	-0,5	-0,7	-0,6	-2,1	-2,0	-5,8	-5,7	-5,8	-5,8
ELIGSA	A	2,0	-8,4	-8,8	-8,9	0,3	0,3	0,1	0,2	1,9	2,0	3,1	3,2	3,1	3,3	3,1	3,3	2,0	2,1	-7,1	-7,2	-7,9	-8,0
COOPERSOL	A	-31,9	-24,3	-15,0	-15,2	-17,8	-18,1	-19,0	-19,2	-19,3	-19,6	-19,6	-19,9	-20,3	-20,5	-20,9	-21,0	-23,0	-23,2	-28,2	-28,5	-28,7	-29,0
ELECDA	A	4,0	-3,1	-8,8	-8,9	5,3	5,5	5,6	5,8	6,5	6,8	7,3	7,5	7,6	7,8	7,9	8,2	7,2	7,4	-4,4	-4,6	-5,3	-5,4
ELECDA	B	4,0	-3,1	-8,8	-8,9	5,3	5,5	5,6	5,8	6,5	6,8	7,3	7,5	7,6	7,8	7,9	8,2	7,2	7,4	-4,4	-4,6	-5,3	-5,4
EMELAT	B	-7,4	-8,2	-8,8	-8,9	-9,1	-9,2	-8,1	-8,0	-9,7	-9,6	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,3	-13,9	-13,9	-12,7	-12,8	-13,0	-13,1
CHILQUINTA	C	-8,0	-8,5	-5,4	-5,4	-5,7	-5,7	-6,4	-6,4	-6,6	-6,6	-6,6	-6,5	-7,1	-7,1	-7,7	-7,7	-10,1	-10,1	-11,8	-12,0	-12,2	-12,3
CONAFE	B	-8,5	-6,6	-5,6	-5,5	-8,3	-8,2	-8,0	-8,0	-9,0	-8,9	-10,7	-10,6	-11,2	-11,1	-11,7	-11,6	-13,0	-13,0	-10,2	-10,3	-10,9	-11,0
CONAFE	C	-8,5	-6,6	-5,6	-5,5	-8,3	-8,2	-8,0	-8,0	-9,0	-8,9	-10,7	-10,6	-11,2	-11,1	-11,7	-11,6	-13,0	-13,0	-10,2	-10,3	-10,9	-11,0
EMELCA	C	-29,1	-32,1	-19,8	-20,0	-23,4	-23,6	-26,2	-26,4	-26,9	-27,1	-27,8	-28,0	-29,4	-29,6	-30,4	-30,7	-34,4	-34,8	-30,2	-30,8	-31,3	-31,8
LITORAL	C	-8,5	-9,7	1,2	1,3	0,2	0,3	-0,9	-0,9	-1,5	-1,4	-1,5	-1,4	-2,4	-2,3	-3,3	-3,2	-6,6	-6,6	-9,1	-9,1	-9,4	-9,4
ENEL	C	-6,8	-4,9	-8,9	-8,9	-9,2	-9,2	-10,1	-10,1	-10,7	-10,7	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,4	-12,9	-12,9	-9,7	-9,8	-10,4	-10,5
ENEL	D	-6,8	-4,9	-8,9	-8,9	-9,2	-9,2	-10,1	-10,1	-10,7	-10,7	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,4	-12,9	-12,9	-9,7	-9,8	-10,4	-10,5
COLINA	D	-7,2	-5,3	-8,9	-8,9	-9,2	-9,2	-10,1	-10,1	-10,7	-10,7	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,4	-12,9	-12,9	-9,7	-9,8	-10,4	-10,5
LUZANDES	D	-6,4	-4,4	-8,9	-8,9	-9,2	-9,2	-10,1	-10,1	-10,7	-10,7	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,4	-12,9	-12,9	-9,7	-9,8	-10,4	-10,5
TILTIL	C	-26,5	-28,7	-26,0	-26,3	-22,3	-22,6	-26,0	-26,3	-26,6	-27,0	-27,5	-27,8	-28,5	-28,8	-29,5	-29,8	-29,2	-29,5	-25,0	-25,3	-25,6	-26,0
TILTIL	D	-26,5	-28,7	-26,0	-26,3	-22,3	-22,6	-26,0	-26,3	-26,6	-27,0	-27,5	-27,8	-28,5	-28,8	-29,5	-29,8	-29,2	-29,5	-25,0	-25,3	-25,6	-26,0
EEPA	D	3,8	3,1	-8,4	-8,3	-9,2	-9,2	-10,1	-10,1	-10,7	-10,7	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,4	-13,9	-14,0	-8,9	-9,0	-9,6	-9,7
CGE	D	-13,5	-15,0	-11,5	-11,5	-12,6	-12,7	-13,9	-14,0	-14,6	-14,7	-15,0	-15,1	-15,7	-15,8	-16,3	-16,4	-18,9	-19,1	-18,7	-19,0	-19,4	-19,7
CGE	E	-13,5	-15,0	-11,5	-11,5	-12,6	-12,7	-13,9	-14,0	-14,6	-14,7	-15,0	-15,1	-15,7	-15,8	-16,3	-16,4	-18,9	-19,1	-18,7	-19,1	-19,4	-19,7
COOPELAN	E	-5,1	-6,7	-5,2	-5,2	-7,1	-7,0	-7,4	-7,3	-8,3	-8,2	-8,2	-8,2	-8,8	-8,7	-9,3	-9,2	-11,2	-11,2	-11,1	-11,2	-11,8	-11,9
FRONTAL	E	-9,3	-10,6	-5,9	-5,9	-3,4	-3,5	-4,8	-4,9	-5,6	-5,6	-5,8	-5,9	-6,5	-6,5	-7,1	-7,1	-9,0	-9,1	-10,5	-10,6	-11,2	-11,3
SAESA	B	-7,3	-5,9	-9,0	-9,0	-9,3	-9,3	-10,2	-10,2	-10,8	-10,8	-11,3	-11,3	-11,9	-11,9	-12,4	-12,5	-13,5	-13,5	-11,7	-11,8	-12,4	-12,5
SAESA	E	-7,3	-5,9	-9,0	-9,0	-9,3	-9,3	-10,2	-10,2	-10,8	-10,8	-11,3	-11,3	-11,9	-11,9	-12,4	-12,5	-13,5	-13,5	-11,7	-11,9	-12,4	-12,5
SAESA	F	-7,0	-5,6	-8,6	-8,6	-8,8	-8,8	-9,7	-9,7	-10,3	-10,3	-10,8	-10,8	-11,4	-11,4	-11,9	-12,0	-12,9	-12,9	-11,0	-11,1	-11,7	-11,7
CODINER	E	-5,1	-3,8	7,7	7,9	-9,2	-9,3	-10,1	-10,2	-10,8	-10,8	-11,3	-11,3	-11,9	-11,9	-12,4	-12,4	-14,0	-14,0	-3,1	-3,2	-3,9	-4,0
EDECSA	C	-29,2	-31,9	-16,1	-16,3	-26,1	-26,4	-29,0	-29,3	-29,2	-29,5	-29,7	-29,9	-30,4	-30,7	-31,5	-31,8	-33,5	-33,9	-30,7	-31,3	-31,8	-32,4
CEC	E	-9,3	-9,8	-8,9	-9,0	-9,2	-9,3	-10,1	-10,2	-10,8	-10,8	-11,3	-11,3	-11,9	-11,9	-12,4	-12,4	-13,9	-14,0	-16,0	-16,4	-16,9	-17,3
LUZLINARES	E	-21,5	-23,1	-9,7	-10,0	-14,4	-14,7	-16,7	-17,0	-18,0	-18,3	-18,9	-19,1	-20,2	-20,5	-21,6	-21,9	-23,4	-23,8	-21,6	-22,2	-22,8	-23,4
LUZPARRAL	E	-11,2	-12,7	-4,9	-5,0	-4,6	-4,7	-6,1	-6,1	-7,0	-7,0	-7,3	-7,4	-8,1	-8,2	-8,9	-8,9	-11,0	-11,2	-12,1	-12,4	-12,8	-13,0
COPELEC	E	-23,3	-25,8	-8,7	-8,9	-10,3	-10,4	-12,7	-12,9	-14,2	-14,4	-15,0	-15,2	-16,4	-16,5	-17,6	-17,8	-20,6	-20,8	-20,0	-20,5	-20,9	-21,4
COELCHA	E	-10,0	-13,1	-10,5	-10,9	-9,2	-9,2	-12,0	-12,3	-14,6	-14,9	-16,8	-17,1	-17,8	-17,9	-17,9	-18,0	-19,1	-19,3	-18,0	-18,4	-18,8	-19,2
SOCOEPA	F	-9,3	-9,4	9,9	10,3	4,6	4,7	1,6	1,7	-1,0	-0,9	-2,1	-2,0	-2,7	-2,6	-2,9	-2,7	-5,3	-5,3	-3,3	-3,5	-4,1	-4,2
COOPREL	F	-14,0	-9,4	-7,9	-7,7	-9,3	-9,3	-10,2	-10,2	-10,8	-10,8	-11,3	-11,3	-11,9	-11,9	-12,4	-12,5	-14,0	-14,1	-6,3	-6,8	-7,4	-7,9
LUZ OSORNO	F	-6,4	-5,0	3,9	4,0	-4,0	-3,8	-4,8	-4,7	-4,9	-4,8	-5,1	-5,0	-5,3	-5,2	-5,6	-5,5	-6,7	-6,7	-8,4	-8,6	-9,2	-9,3
CRELL	F	-9,3	-9,4	-9,0	-9,0	-9,3	-9,3	-10,2	-10,2	-10,8	-10,9	-11,3	-11,4	-11,9	-11,9	-12,5	-12,5	-14,1	-14,1	-13,2	-13,4	-13,9	-14,0
Matquito	B	-6,8	-4,8	-8,8	-8,9	-9,1	-9,2	-10,0	-10,1	-10,7	-10,7	-11,2	-11,2	-11,8	-11,8	-12,3	-12,3	-13,9	-13,9	-10,2	-10,4	-10,9	-11,1
DESA	A	-6,7	-4,8	-8,8	-8,9	-9,1	-9,2	-10,0	-10,1	-10,6	-10,7	-11,2	-11,2	-11,7	-11,8	-12,3	-12,3	-13,9	-13,9	-10,2	-10,3	-10,9	-11,0
Sistémico		-8,9	-9,2	-8,8	-8,8	-8,9	-9,0	-9,8	-9,9	-10,5	-10,5	-10,9	-10,9	-11,5	-11,5	-12,0	-12,1	-13,6	-13,6	-12,8	-13,0	-13,4	-13,6