



CENTRO DE ENERGÍA  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y  
MATEMÁTICAS  
UNIVERSIDAD DE CHILE  
Dirección: Plaza Ercilla 847,  
Santiago  
Contacto: Myriam Reyes  
Email: [contacto@centroenergia.cl](mailto:contacto@centroenergia.cl)  
Fono: +56 2 9784203.

# Análisis de beneficios y costos de los Pequeños Medios de Generación Distribuida

Informe final

Preparado para ACESOL

Noviembre 2024



Equipo de trabajo: Carlos Benavides,  
Rigoberto Torres, Sebastián Gwinner,  
Eduardo Monsalve.



Centro de Energía  
Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas  
Universidad de Chile

Noviembre 2024, Santiago, Chile.

## Contenido

1	Introducción .....	5
2	Objetivos .....	6
2.1	Objetivo General .....	6
2.2	Objetivos específicos.....	6
2.2.1	Objetivo específico 1 .....	6
2.2.2	Objetivo específico 2 .....	6
3	Análisis conceptual.....	7
3.1	Beneficios .....	7
3.2	Costos.....	9
3.3	Síntesis.....	9
4	Metodología .....	11
5	Generación con PMGD .....	14
6	Resultados año 2023 .....	15
6.1	Cuantificación de beneficios .....	15
6.1.1	Reducción de la generación termoeléctrica y costos de operación.....	15
6.1.2	Reducción de costos de operación.....	16
6.1.3	Reducción de pérdidas de transmisión .....	16
6.1.4	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero .....	16
6.1.5	Reducción de costos marginales .....	17
6.2	Cuantificación de costos.....	17
6.2.1	Operación a mínimo técnico .....	17
6.2.2	Costos de partida y detención.....	18
6.2.3	Costos asociados a servicios complementarios (análisis cualitativo) .....	19
7	Resultados periodo 2020-2022 .....	21
7.1	Cuantificación de beneficios .....	21
7.1.1	Reducción de la generación termoeléctrica.....	21
7.1.2	Reducción de costos de operación.....	22
7.1.3	Reducción de pérdidas de transmisión .....	22
7.1.4	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero .....	23
7.1.5	Reducción de costos marginales .....	23
7.2	Cuantificación de costos.....	24

---

7.2.1	Operación a mínimo técnico .....	24
7.2.2	Costos de partida y detención.....	25
8	Conclusiones.....	26
9	Bibliografía .....	27

# 1 Introducción

Entre los diversos actores que componen el mercado eléctrico existe el segmento de los pequeños medios de generación. Este tipo de centrales se caracterizan porque pueden inyectar excedentes de potencia de hasta 9 MW y, además, tienen libertad para gestionar su operación (autodespacho). Dependiendo del punto del sistema eléctrico en el cual se conecten estas instalaciones, existen dos categorías:

- Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD): Centrales conectadas en líneas de distribución. Existen 3226 MW en operación<sup>1</sup>.
- Pequeños Medios de Generación (PMG): Centrales conectadas en líneas de transmisión nacional, zonal o sistemas dedicados. Existen 418 MW en operación<sup>2</sup>.

Actualmente no existen estudios recientes relativos a estimar los costos y beneficios que la generación distribuida tiene para el sistema eléctrico. En el año 2019, ACERA mandató el estudio “Análisis Costo/Beneficio de los Pequeños Medios de Generación Distribuida” (Centro de Energía, 2019), donde se estimaron los costos y beneficios para el año 2019. En este contexto, el objetivo general de este estudio consiste en estimar los beneficios y costos asociados a la introducción de los PMGD en el Sistema Eléctrico Nacional para el periodo 2020-2023. Este documento corresponde al informe final desarrollado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile para la Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL).

---

<sup>1</sup> Fuente: Acera. Estadísticas de agosto de 2024.

<sup>2</sup> Fuente: Acera. Estadísticas de agosto de 2024.

## 2 Objetivos

### 2.1 Objetivo General

El objetivo general de este estudio consiste en estimar los beneficios y costos que los PMGD han producido en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

### 2.2 Objetivos específicos

#### 2.2.1 Objetivo específico 1

El proyecto tiene como objetivos específicos la estimación de los siguientes beneficios que la industria PMGD genera al sistema eléctrico, tales como:

- Disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Efectos en el sistema de transmisión, tales como disminución de pérdidas u otros que el consultor identifique como relevantes.
- Disminución del costo marginal y un breve análisis de lo que esto implica para el funcionamiento del mercado eléctrico
- Aumento de la inversión.
- Otros beneficios que a juicio del consultor sean relevantes incluir

#### 2.2.2 Objetivo específico 2

El proyecto tiene también como objetivo la estimación de los siguientes costos que la industria PMGD genera al sistema eléctrico, tales como:

- Costos asociados a los servicios complementarios (SSCC).
- Costos de operación a mínimos técnicos.
- Costos de partida y parada para máquinas térmicas.
- Costos mecanismos precio estabilizado.
- Otros costos que a juicio del consultor sean relevantes incluir.

### 3 Análisis conceptual

Los impactos y beneficios que incluye el desarrollo de la generación distribuida (GD) han sido objeto de múltiples análisis en las últimas décadas. El concepto se amplía al de recursos energéticos distribuidos (DER) para incluir almacenamiento y otras fuentes de flexibilidad y aportes a la operación de los sistemas eléctricos. A continuación, se realiza un análisis conceptual de los beneficios y costos asociados a la introducción de generación distribuida. A partir de la revisión de la literatura, se pueden identificar los siguientes beneficios y costos.

#### 3.1 Beneficios

##### **Disminución de costos de operación**

En estudio previo se estimó que los PMGD ayudaron a reducir la generación termoeléctrica a base de carbón en un 8,7% y en un 7,1% la generación con gas natural durante el año 2019. Debido a esta disminución, se estimó una reducción del costo de operación anual de 130 millones US\$ (Centro de Energía, 2019).

##### **Disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y emisiones locales**

Actualmente Chile tiene un compromiso internacional de reducción de emisiones (NDC) que establece como meta que al año 2030 las emisiones de GEI serán menores a 95 millones de tCO<sub>2e</sub> y alcanzar la carbono neutralidad en emisiones netas hacia el año 2050. De acuerdo con análisis desarrollados por el Observatorio de Carbono Neutralidad de la Universidad de Chile<sup>3</sup>, la introducción de energías renovables es una de las medidas que más ha contribuido y contribuirá para lograr cumplir con estas metas. En estudio previo se estimó que los PMGD ayudaron a reducir 1,5 millones de tCO<sub>2e</sub> durante el año 2019 (Centro de Energía, 2019).

La reducción de la generación termoeléctrica no solo contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también ayuda a reducir las emisiones locales que afectan a las ciudades, con sus correspondientes efectos en salud.

##### **Disminución de costos marginales**

Debido a la reducción de la generación termoeléctrica, también se espera una disminución de los costos marginales. En estudio previo se estimaron reducciones de los costos marginales promedio entre 0,2 US\$/MWh y 6,5 US\$/MWh para las principales barras del SEN durante el año 2019 (Centro de Energía, 2019).

---

<sup>3</sup> Disponible en <https://observatoriocarbononeutral.cl/#/>

## Disminución de pérdidas de distribución y transmisión

Debido a que la generación distribuida puede ubicarse cerca de la demanda dentro de los sistemas de distribución, este tipo de generadores también puede provocar una disminución de las pérdidas de distribución si estos se ubican de manera estratégica dentro de la red (Burger et al., 2019). Con respecto a las pérdidas del sistema de transmisión, en estudio previo se estimó una disminución de las pérdidas equivalente a 43 GWh en el año 2019, lo cual valorizado equivale aproximadamente a 4,2 millones de US\$.

## Resiliencia ante el cambio climático

En estudio previo se analiza el rol que puede tener la generación distribuida como una medida de adaptación y resiliencia ante eventos extremos asociados a cambio climático. Se plantea que, frente a fallas en el suministro desde el SEN (ya sea a nivel de sistema nacional, o zonal de transmisión), los PMGD podrían ayudar a suministrar la demanda del alimentador de distribución al cual se conecta toda o parte de la demanda de la distribuidora conectada a la misma subestación primaria (Centro de Energía, 2023). En dicho estudio se propone el desarrollo de un proyecto piloto utilizando la infraestructura de proyectos PMGD ubicados en el sur de Chile.

## Disminución de infraestructura asociada a la red de distribución.

En estudio previo (Centro Energía, 2019) se realiza un análisis conceptual del impacto en el valor agregado de distribución (VAD) que podría provocar la introducción de PMGD. Para niveles muy bajos de penetración de PMGD se podría observar un aumento del VAD debido a los costos de conexión de estos proyectos. Posteriormente, el valor del VAD disminuye a medida que aumenta la participación de PMGD, hasta un nivel óptimo de penetración. Esta baja se explica por la menor infraestructura que se requeriría para satisfacer la demanda. Para niveles más altos de penetración de PMGD el VAD tendería a aumentar debido a la mayor inversión en infraestructura para absorber altos niveles de penetración.

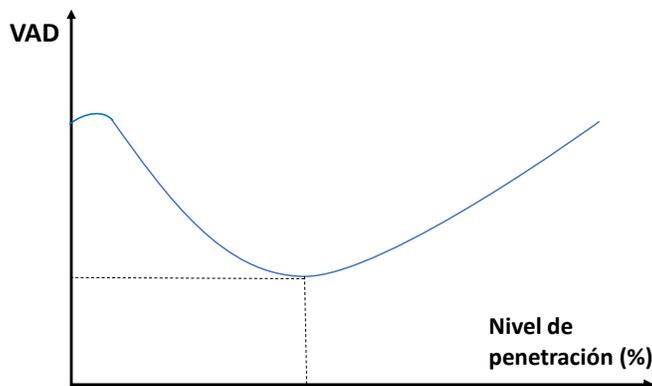


Figura 1: Análisis conceptual del impacto en el VAD debido a la introducción de PMGD. Fuente: Elaboración propia (Centro Energía, 2019).

## Desarrollo local.

La construcción, operación y mantenimiento de proyectos PMGD promueve el empleo en comunidades cercanas a donde se ubican este tipo de proyectos.

## Recaudación tributaria.

Los PMGD contribuye a la recaudación fiscal por el pago de la concesión anual más un porcentaje de ingresos que cada empresa comprometió en la licitación de los terrenos fiscales. En estudio previo (DPP Holding Chile, 2024) se estima que 30 proyectos PMGD ubicados en el norte contribuyen con 1,7 millones de dólares anuales.

## 3.2 Costos

Desde el punto de vista de los costos sistémicos adicionales que se podrían imputar a la introducción de proyectos PMGD al SEN, se pueden mencionar lo siguiente: 1) Costos asociados al mecanismo de precio estabilizado al que pueden optar los PMGD y que ha sido sujeto de debate desde hace varios años; 2) Incremento de los requerimientos de control de frecuencia debido a la variabilidad del recurso renovable; 3) Aumento de la operación a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas; 4) Incremento del ciclaje de las centrales termoeléctrica; 4) disminución de la inercia del sistema, entre otros costos.

## 3.3 Síntesis

El siguiente cuadro sintetiza los potenciales beneficios que pueden derivarse de la integración de generación distribuida. Este, fue construido y adaptado a partir de las discusiones del grupo de trabajo “More Than Smart” del regulador de los sistemas de distribución en el estado de California en EEUU, CPUC<sup>4</sup>.

Tabla 7: síntesis de beneficios potenciales de la GD.

Dimensión	Beneficio potencial de la GD
<b>Segmento Generación/Transmisión Nacional (Mercado Mayorista)</b>	
Precio de la energía	Reducción de los precios
Energía generada	Reducción de la cantidad de energía producida en función de la carga neta.

<sup>4</sup> [Distribution Resources Plan \(ca.gov\)](https://www.cpuc.ca.gov/~/media/CPUC/Files/2017/07/20170720-Distribution-Resources-Plan-CA.pdf)

Suficiencia	Reducción de la capacidad necesaria para cubrir la demanda de punta del sistema.
Flexibilidad	Reducción de la necesidad de recursos para equilibrar el sistema.
Servicios complementarios	Reducción de los requisitos operativos del sistema para la seguridad de suministro <sup>5</sup> .
Capacidad de transmisión	Reducción de la necesidad de capacidad de transmisión del sistema.
Congestión del transporte y pérdidas	Reducción de pérdidas y congestión de la transmisión.
<b>Segmento Distribución/Transmisión Zonal</b>	
Capacidad de subtransmisión, subestaciones y alimentadores	Reducción de la necesidad de mejoras en las redes.
Pérdidas de distribución	Valor de la energía debido a las pérdidas.
Calidad de la energía de distribución y potencia reactiva	Mejoras en voltaje, potencia reactiva, armónicos y respuesta a transitorios.
Confiabilidad y resiliencia de la distribución	Reducción de la frecuencia y duración de los cortes y capacidad para soportar y recuperarse de amenazas externas
Seguridad de la distribución	Mejora de la seguridad pública
<b>Nivel sociedad y cliente</b>	
Emisiones (CO2, contaminantes y efectos sobre la salud)	Reducción de las emisiones a nivel global y local, y de los costos públicos y privados en salud
Seguridad energética	Reducción de los riesgos al promover mayor diversidad de fuentes de energía
Agua y uso del suelo	Sinergias con la administración del agua, beneficios ambientales y valor de la propiedad
Impacto económico	Impactos nacionales o locales netos como empleo, inversión, producto interno e impuestos

<sup>5</sup> En estudio previo se han estimados costos asociados al aumento de la generación renovable variable.

## 4 Metodología

Para cuantificar los beneficios y costos de los PMDG se realizan simulaciones de la operación del SEN para el periodo 2020-2023 (4 años). Se simula la operación del SEN con los PMGD actualmente en operación (Caso Base con PMGD) y se compararán los resultados con la simulación de la operación del SEN sin PMGD (Caso sin PMGD). El “Caso sin PMGD” es un escenario ficticio en el cual se analiza la operación del SEN suponiendo que no se hubieran instalado los proyectos del tipo PMGD de las tecnologías solar fotovoltaico, eólico y minihidro.

La simulación de la operación del SEN se realizará considerando el modelo de coordinación hidrotérmica PLP y el modelo de simulación de la operación de corto plazo Open PCP (versión actualizada del modelo PCP). El modelo PLP resuelve la operación bajo incertidumbre hidrológica, optimizándose la operación esperada de un conjunto de escenarios hidrológicos construidos en base a la actual estadística de afluentes utilizada por el Coordinador. Para este estudio se utilizaron los resultados del modelo PLP ya incorporados en la programación diaria publicada por el Coordinador, por lo que no se rehicieron las simulaciones con el modelo PLP.

Una vez definidas las políticas de operación de los embalses con el modelo PLP, se realizan simulaciones con detalle horario y restricciones de pre-despacho o unit commitment utilizando el modelo Open PCP. Los datos para realizar las simulaciones se obtienen de la página web Coordinador Eléctrico donde se publican los datos de la programación diaria. Se extraen los datos de la programación de los miércoles de cada semana del año 2023, los cuales consideran un horizonte de evaluación de 1 semana. De esta forma, es posible simular la operación para el año 2023 completo. Para cada año se realizan 52 simulaciones. Un levantamiento de información similar se realizó para simular los años 2020, 2021 y 2023.

El modelo de simulación de la programación de corto plazo utilizado en este estudio permite representar las restricciones de operación más relevantes en escenarios de alta penetración de energías renovables y replicar/emular la programación diaria que realiza el Coordinador (de manera aproximada). Una vez caracterizada la operación de los PMGD y simulada la operación del SEN, se procede a simular el “Caso sin PMGD”, para lo cual se desactiva la operación de estas tecnologías.

Alguna de las características y restricciones representadas en el modelo PCP son las siguientes:

- Balance nodal de demanda por barra (modelo multinodal).
- Balances hidráulicos para centrales de embalse, serie y pasada. Se representa la red hidráulica de las principales cuencas.
- Flujos DC por líneas de transmisión. El modelo tiene una representación multinodal.
- Pérdidas por líneas de transmisión.
- Costos asociados al arranque y detención de unidades.
- Potencias de mínimo técnico.

- Restricciones para modelar el Control Primario, Secundario y Terciario. Se representan las restricciones por unidad y a nivel sistémico (co-optimización de despacho de generación y reserva).
- Modelación de otros sistemas de almacenamiento distintos de centrales hidroeléctricas de embalse (baterías y centrales CSP).
- Otras restricciones (tiempos mínimos de operación y fuera de servicios, etc.)

Para identificar los proyectos del tipo PMGD se revisan la base de datos de proyectos publicada por la CNE. Para los proyectos PMGD eólicos y solares, la disponibilidad horaria del recurso renovable obtiene de los datos utilizados en la programación diaria. La evaluación solo considerará el impacto de PMGD con tecnología renovable. En la sección 5 se muestran las estimaciones de la generación con estas tecnologías.

A partir de los resultados de las simulaciones (Escenario Base y Escenario sin PMGD) se evaluar cuantitativamente los siguientes beneficios:

- Disminución de los costos de operación.
- Disminución de pérdidas del sistema de transmisión.
- Disminución del costo marginal para principales barras del sistema.
- Disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Otros beneficios que a juicio del consultor sean relevantes incluir (beneficio social de reducción de emisiones, reducción de potencia instalada en centrales de generación, etc.)

Asimismo, a partir de los resultados de las simulaciones (Escenario Base y Escenario sin PMGD) se estimarán los siguientes costos:

- Costos mínimos técnicos. Se estima la cantidad de horas en operación a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas. A partir de esta información se estimarán los sobrecostos debido a la operación en una zona con un mayor consumo específico.
- Costos partida/parada máquinas térmicas: Se estiman los costos de partidas y detención de las unidades térmicas a partir de los resultados de las simulaciones horarias. Como se explicó anteriormente, el modelo de simulación de predespacho representa los costos de partidas y detención de las distintas unidades.
- Costos asociados a SSCC. Se analiza de manera cualitativa la variación de los requerimientos de reserva secundaria debido a la introducción de PMGD con generación renovable variable (solar y eólica) y su impacto económico en la operación del sistema.

La siguiente figura describe el esquema de simulación a realizar.

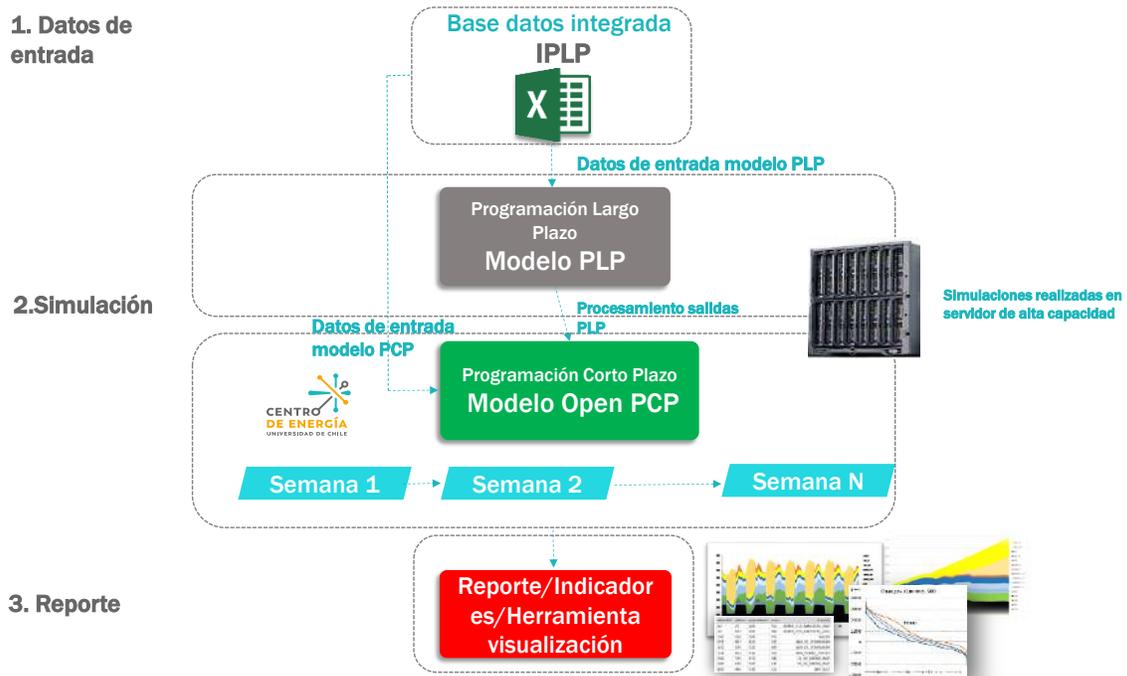


Figura 2: Metodología desarrollada por el Centro de Energía de la Universidad de Chile.

## 5 Generación con PMGD

La siguiente tabla muestra la generación con PMGD que se obtiene del modelo de simulación para el periodo 2020-2023. La generación simulada se compara con la generación real de cada año. Para el caso de la tecnología solar fotovoltaica, la tecnología PMGD de mayor participación, los resultados de la simulación muestran una diferencia entre -6,1% y -0,6% con respecto a la operación real. Para el caso de la generación hidroeléctrica estas diferencias se incrementan y se observa una subestimación de la generación PMGD del tipo hidro. Para la tecnología eólica, los resultados de simulación muestran una diferencia en -11,5% y 3,2%. Con respecto a la generación total, las diferencias son menores al 10%.

Tabla 1: Generación PMGD por tipo de tecnología.

Año	Generación PMGD	Operación real (GWh)	Operación simulada (GWh)	Diferencia (%)
2023	Eólica	167	158	-5.4%
	Hidroelectricidad	1022	823	-19.5%
	Solar fotovoltaica	3937	3706	-5.9%
	Total	5127	4687	-8.6%
2022	Eólica	168	174	3.6%
	Hidroelectricidad	1061	850	-19.9%
	Solar fotovoltaica	2933	2756	-6.0%
	Total	4162	3781	-9.2%
2021	Eólica	193	171	-11.4%
	Hidroelectricidad	961	815	-15.2%
	Solar fotovoltaica	2180	2168	-0.6%
	Total	3335	3154	-5.4%
2020	Eólica	189	195	3.2%
	Hidroelectricidad	1049	861	-17.9%
	Solar fotovoltaica	1596	1574	-1.4%
	Total	2835	2630	-7.2%

Considerando que la tecnología de mayor participación es la generación solar fotovoltaica y las diferencias con respecto a la operación real son menores a 6,1%, se estima que el modelo de simulación aproxima de manera razonable la operación real de los PMGD. A continuación se procede a mostrar las estimación de los costos y beneficios de la operación de los PMGD, comparando los resultados del "Caso Base con PMGD" versus el "Caso sin PMGD". El "Caso sin PMGD" es un escenario ficticio en el cual se analiza la operación del SEN suponiendo que los PMGD no hubieran estado en operación. Es decir, para el año 2023 se sacan de operación los 4687 GWh de generación con PMGD, para el año 2022 se sacan 3781 GWh, y así sucesivamente para los otros años de la evaluación.

## 6 Resultados año 2023

### 6.1 Cuantificación de beneficios

A partir de los resultados de las simulaciones con el modelo de programación de corto plazo se estiman los beneficios para el año 2023.

#### 6.1.1 Reducción de la generación termoeléctrica y costos de operación

La siguiente tabla muestra la generación neta por tipo de tecnología para el Caso Base con PMGD y el Caso sin PMGD. En el Caso sin PMGD se saca de operación las centrales PMGD de la tecnologías solar fotovoltaica, eólica y minihidro (central de pasada) descritas en la Tabla 1.

Tabla 2: Generación bruta por tipo de tecnología en GWh para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD, obtenidos de la simulaciones.

Tecnología	Caso Base con PMGD (GWh)	Caso sin PMGD (GWh)	Variación (MWh)	Variación (%)
Carbón	11.617	13.585	-1.968	-16.9%
Gas natural	12.695	13.603	-908	-7.2%
Diésel	910	1.183	-274	-30.1%
Otros térmico	185	194	-8	-4.4%
GLP	90	160	-70	-78.0%
Hidráulica embalse	15.468	15.790	-323	-2.1%
Hidráulica pasada	4.318	3.681	637	14.7%
Hidráulica serie	6.143	6.144	-2	0.0%
Solar CSP	161	181	-20	-12.6%
Solar fotovoltaica	17.362	14.332	3.030	17.5%
Eólica	9.624	9.600	24	0.2%
Geotermia	428	428	0	0.0%
Biomasa	2.828	3.097	-269	-9.5%
BESS	159	160	0	-0.2%
<b>Total simulado 2023</b>	<b>81.986</b>	<b>82.137</b>	<b>-152</b>	<b>-0.2%</b>

Se estima que el Caso Base con PMGD contribuyó a disminuir la generación termoeléctrica en **3.228 GWh**. La generación a carbón y a gas natural disminuyen en 16,9% y 7,2%, respectivamente.

El Caso sin PMGD muestra una disminución de la generación solar fotovoltaica de 3.015 GWh (versus los 3.715 GWh de la generación con PMGD solar fotovoltaica), lo cual se explica

porque una parte de la generación PMGD es reemplazada por otras fuentes ERNC que reducen sus vertimientos.

### 6.1.2 Reducción de costos de operación

La siguiente tabla muestra los costos de operación. Se estima una reducción del costo de operación de **351 millones US\$** debido a la reducción de la generación termoeléctrica. La valorización se realiza considerando los costos variables declarados durante las distintas semanas simuladas del año 2023.

Tabla 3: Diferencia costos de operación

Ítem	Caso Base con PMGD (millón US\$)	Caso sin PMGD (millón US\$)	Diferencia (millón US\$)
Costo operación	2130	2481	351

### 6.1.3 Reducción de pérdidas de transmisión

La siguiente tabla muestra la estimación de la reducción de las pérdidas de transmisión debido a la introducción de los PMGD durante el año 2023. El modelo de simulación es modelo multinodal que utiliza la misma representación del sistema de transmisión usada por el Coordinador Eléctrico durante la programación diaria del SEN<sup>6</sup>.

Tabla 4: Diferencia de pérdidas de transmisión entre Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

Caso Base con PMGD (GWh)	Caso sin PMGD (GWh)	Diferencia (GWh)	Valorización (millones US\$)
2274	2387	113	11,2

Se estima que el Caso Base con PMGD disminuye las pérdidas de transmisión en **113 GWh**, lo cual equivale a un **4,7 %** menos de pérdidas con respecto al Caso sin PMGD. La valorización de las pérdidas se estima en 11,2 millones US\$, para lo cual se utiliza un precio promedio de 99,4 US\$/MWh según el precio medio de mercado del año 2023.

### 6.1.4 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

A partir de la variación de la generación termoeléctrica, se estima la reducción de emisiones de CO<sub>2e</sub>. Se estima que el Caso Base con PMGD contribuyó a disminuir las emisiones de

<sup>6</sup> En la plataforma E-Viewer (<https://e-viewer.centroenergia.cl/>) se puede visualizar la representación del SEN utilizada por el Coordinador Eléctrico.

gases de efecto invernadero en **2,6 millones de tCO<sub>2e</sub>** durante el año 2023. La siguiente tabla muestra la reducción por tipo de combustible.

**Tabla 5: Reducción de las emisiones de CO<sub>2e</sub> por tipo de tecnología.**

Combustible	Reducción de emisiones (millón ton CO <sub>2e</sub> )
Carbón	1,97
Gas natural	0,4
Diésel	0,2
Total	2,6

El beneficio social de reducción de emisiones (considerando un precio social actualizado<sup>7</sup> de 63,4 US\$/tCO<sub>2</sub>) equivale alrededor de **162 millones de US\$**.

### 6.1.5 Reducción de costos marginales

La siguiente tabla muestra la diferencia promedio de los costos marginales en las principales barras del SEN (Encuentro, Cardones, Polpaico, Charrúa y Puerto Montt). El valor promedio se estima a partir de los costos marginales horarios para el año completo 2023.

Los resultados muestran que, en promedio, el Caso Base sin PMGD disminuye los costos marginales entre **8,4 US\$/MWh y 24,7 US\$/MWh** para las barras seleccionadas.

**Tabla 6: Costo marginal promedio durante el año 2023 y variación del costo marginal en las principales barras del SEN en US\$/MWh.**

Barra	Caso Base con PMGD (US\$/MWh)	Caso sin PMGD (US\$/MWh)	Diferencia (US\$/MWh)
Crucero220	94.6	103.0	-8.4
Cardones220	93.6	105.6	-12.0
Polpaico220	96.1	111.8	-15.8
Charrua220	86.8	104.9	-18.2
PMontt220	114.3	139.0	-24.7

## 6.2 Cuantificación de costos

### 6.2.1 Operación a mínimo técnico

<sup>7</sup> [https://sni.gob.cl/storage/docs/Informe\\_precios\\_sociales\\_2024\\_SNI-Chile.pdf](https://sni.gob.cl/storage/docs/Informe_precios_sociales_2024_SNI-Chile.pdf)

Debido a que la mayor parte de la generación con PMGD proviene de generación solar, se espera que haya un incremento de la operación a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas. La siguiente tabla muestra las horas en operación de las centrales a carbón y gas natural para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

**Tabla 7: Horas de operación a mínimo técnico para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.**

Tecnología	Caso Base con PMGD (horas)	Caso sin PMGD (horas)	$\Delta$ (horas)
Carbón	25401	23265	-2146
Gas natural	3617	3631	29
Total	29018	26896	-2117

La operación sin PMGD disminuye en 2117 horas la operación a mínimo técnico. Este incremento se valoriza en aproximadamente 3,7 millones de US\$ debido a que las centrales operan en un punto menos eficiente y, por ende, consumen más combustible que operando a plena carga. El incremento del consumo específico por operar a mínimo técnico se obtuvo de los datos de la programación diaria publicados por el Coordinador Eléctrico.

## 6.2.2 Costos de partida y detención

Por las mismas razones descritas anteriormente, debido a que la mayor parte de la generación con PMGD proviene de generación solar, se espera que haya un incremento del ciclaje de las centrales termoeléctricas. La siguiente tabla muestra los costos de partida y detención para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

**Tabla 8: Costos de partida y detención para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.**

Ítem	Caso Base con PMGD (millón US\$)	Caso sin PMGD (millón US\$)	Diferencia (millón US\$)
Costos de partida y detención	4,7	3,9	0,8

La operación sin PMGD disminuye en 0,8 millones US\$ los costos de partida y detención.

### 6.2.3 Costos asociados a servicios complementarios (análisis cualitativo)

Debido al incremento de la generación renovable variable, han aumentado los requerimientos asociados al control de frecuencia del SEN. En este sentido, es esperable que la presencia o ausencia de generación con PMGD tenga un efecto sobre los requerimientos sistémicos de los servicios complementarios. El control secundario (CSF) y control terciario de frecuencia (CTF) deben hacerse cargo de las variaciones intrahorarias y el error de previsión de la demanda neta. Tanto las variaciones intrahoraria como el error de previsión se ven incrementados debido a la naturaleza variable de la generación solar fotovoltaica y eólica.

La siguiente tabla muestra el incremento a lo largo de los años del requerimiento del control secundario de frecuencia (CSF+) de subida y de bajada (CSF-) para 3 bloques diarios y para un día laboral. En el bloque donde empieza a decaer la generación solar fotovoltaica (Bloque 17:00-19:59), el requerimiento de CSF+ aumentó de 130 MW a 300 MW (valor proyectado para el próximo año). Mientras que en el bloque donde empieza a inyectarse generación solar fotovoltaica, el CSF- aumentó de 130 MW a 303 MW. Una fracción de este incremento del CSF podría ser a causa de la introducción de los PMGD.

**Tabla 9: Requerimiento sistémico del CSF de subida (CSF+), periodo primavera-verano, día laboral (valor en MW).**  
Fuente: Elaboración a partir de informes del Coordinador.

Año	Bloque 07:00-09:59	Bloque 10:00-16:59	Bloque 17:00-19:59
2025	209	160	300
2024	167	162	264
2023	146	152	255
2022	130	130	180
2021	130	130	130

**Tabla 10: Requerimiento sistémico del CSF de bajada (CSF-), periodo primavera-verano, día laboral (valor en MW).**  
Fuente: Elaboración a partir de informes del Coordinador.

Año	Bloque 07:00-09:59	Bloque 10:00-16:59	Bloque 17:00-19:59
2025	-303	-173	-198
2024	-267	-162	-175
2023	-223	-152	-176
2022	-168	-130	-130
2021	-130	-130	-130

Las siguientes tablas muestran el incremento a lo largo de los años del requerimiento del control terciario de frecuencia (CTF+) de subida y de bajada (CTF-) para 3 bloques diarios y para un día laboral. En el Bloque 07:00-09:59, el requerimiento del CTF+ aumentó de 245 MW a 531 MW, mientras que en el Bloque 17:00-19:59 el requerimiento del CTF- aumento

de 293 a 507 MW. Una fracción de este incremento del CTF podría ser a causa de la introducción de los PMGD.

**Tabla 11: Requerimiento sistémico del CTF de subida (CTF+), periodo primavera-verano, día laboral (valor en MW).**  
Fuente: Elaboración a partir de informes del Coordinador.

Año	Bloque 07:00-09:59	Bloque 10:00-16:59	Bloque 17:00-19:59
2025	531	198	295
2024	322	210	301
2023	251	181	250
2022	261	91	177(*)
2021	245	132	305

**Tabla 12: Requerimiento sistémico del CTF de bajada (CTF-), periodo primavera-verano, día laboral (valor en MW).**  
Fuente: Elaboración a partir de informes del Coordinador.

Año	Bloque 07:00-09:59	Bloque 10:00-16:59	Bloque 17:00-19:59
2025	-228	-308	-507
2024	-256	-236	-384
2023	-284	-185	-315
2022	-152	-145	-128
2021	-195	-183	-293

## 7 Resultados periodo 2020-2022

Siguiendo la misma metodología utilizada para valorizar los beneficios y costos del año 2023, a continuación se presentan los resultados para los años 2020, 2021 y 2022.

### 7.1 Cuantificación de beneficios

#### 7.1.1 Reducción de la generación termoeléctrica

La siguiente tabla muestra la generación simulada por tipo de tecnología para el Caso Base con PMGD y el Caso sin PMGD, para los años 2020, 2021 y 2022.

Tabla 13: Generación bruta por tipo de tecnología en GWh para el periodo 2020-2022. Los resultados se presentan para Caso Base con PMGD, el Caso sin PMGD y la diferencia entre ambos escenarios ( $\Delta$ ).

Tecnología	2020			2021			2022		
	Caso Base con PMGD	Caso sin PMGD	$\Delta$	Caso Base con PMGD	Caso sin PMGD	$\Delta$	Caso Base con PMGD	Caso sin PMGD	$\Delta$
Carbón	23.762	25.043	<b>-1.281</b>	25.414	26.467	<b>-1.053</b>	16.660	18.490	<b>-1.830</b>
Gas natural	11.618	12.435	<b>-817</b>	11.403	12.859	<b>-1.455</b>	14.508	15.666	<b>-1.158</b>
Diésel	622	618	<b>4</b>	822	1.208	<b>-386</b>	715	900	<b>-186</b>
Otros	195	195	0	186	186	0	149	151	-2
GLP	0	0	0	73	93	-20	24	63	-40
H. embalse	11.931	12.060	-128	8.395	8.405	-10	12.051	12.080	-29
H. pasada	4.243	3.469	774	4.013	3.302	710	4.328	3.577	750
H. serie	6.386	6.389	-3	5.798	5.692	106	5.885	5.803	82
Solar CSP	0	0	0	227	227	0	323	335	-12
Solar FV	7.595	6.021	1.574	10.346	8.228	2.118	14.266	11.633	2.633
Eólica	5.776	5.585	192	7.377	7.207	170	9.401	9.258	143
Geotermia	245	243	2	301	302	0	448	448	0
Biomasa	1.593	1.637	-44	2.316	2.363	-48	2.510	2.600	-90
BESS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	73.966	73.695	271	76.671	76.539	132	81.266	81.005	261

Se estima que la generación con PMGD contribuyó a disminuir la generación termoeléctrica en 2.094 GWh en el año 2020, 2.914 GWh en el año 2021 y 3.216 GWh en el año 2022.

### 7.1.2 Reducción de costos de operación

La siguiente tabla muestra la estimación de la reducción del costo de operación debido a la introducción de los PMGD.

Tabla 14: Diferencia costos de operación entre Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

Año	Caso Base con PMGD (millón US\$)	Caso sin PMGD (millón US\$)	Diferencia (millón US\$)
2022	2530	2888	358
2021	1641	1847	205
2020	872	940	69

Se estima que la generación con PMGD contribuyó a disminuir los costos de operación en 69 millones US\$ en el año 2020, 205 millones US\$ en el año 2021 y 258 millones US\$ en el año 2022. Las diferencias en la valorización se explican por las variaciones de los precios de los combustibles entre los años evaluados.

### 7.1.3 Reducción de pérdidas de transmisión

La siguiente tabla muestra la estimación de la reducción de las pérdidas de transmisión debido a la introducción de los PMGD.

Tabla 15: Diferencia de pérdidas de transmisión entre Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

Año	Caso Base con PMGD (GWh)	Caso sin PMGD (GWh)	Diferencia (GWh)	Valorización (millones US\$)
2022	2054	2089	35	3,5
2021	1838	1975	138	13,7
2020	1558	1608	50	4,9

La valorización de las pérdidas se realiza considerando un precio promedio de 99,4 US\$/MWh según el precio medio de mercado del año 2023.

### 7.1.4 Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

La siguiente tabla muestra la estimación de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Tabla 16: Reducción de las emisiones de CO<sub>2e</sub> por tipo de tecnología (valores en millón de CO<sub>2e</sub>).

Combustible	2020			2021			2022		
	Caso Base con PMGD	Caso sin PMGD	Δ	Caso Base con PMGD	Caso sin PMGD	Δ	Caso Base con PMGD	Caso sin PMGD	Δ
Carbón	23.8	25.0	1.3	25.4	26.5	1.1	16.7	18.5	1.8
Gas natural	5.1	5.5	0.4	5.0	5.7	0.6	6.4	6.9	0.5
Diésel	0.4	0.4	0.0	0.6	0.8	0.3	0.5	0.6	0.1
Total	29.3	30.9	1.6	31.0	33.0	2.0	23.5	26.0	2.5

Se estima una reducción de emisiones de 1,6 millón tCO<sub>2e</sub> para el año 2020; 2,0 millón tCO<sub>2e</sub> para el año 2021 y 2,5 millón tCO<sub>2e</sub> para el año 2022.

### 7.1.5 Reducción de costos marginales

La siguiente tabla muestra la diferencia promedio de los costos marginales en las principales barras del SEN (Encuentro, Cardones, Polpaico, Charrúa y Puerto Montt).

Tabla 17: Costo marginal promedio y variación del costo marginal en las principales barras del SEN en US\$/MWh.

Año	Barra	Caso Base con PMGD (US\$/MWh)	Caso sin PMGD (US\$/MWh)	Diferencia (US\$/MWh)
2022	Crucero220	98.8	107.0	8.2
	Cardones220	99.7	109.5	9.8
	Polpaico220	102.2	115.2	12.9
	Charrua220	95.0	110.1	15.1
	PMontt220	147.2	176.5	29.3
2021	Crucero220	94.6	103.0	8.4
	Cardones220	93.6	105.5	11.9
	Polpaico220	96.1	111.7	15.7

Año	Barra	Caso Base con PMGD (US\$/MWh)	Caso sin PMGD (US\$/MWh)	Diferencia (US\$/MWh)
	Charrua220	86.8	104.8	18.0
	PMontt220	114.3	138.7	24.4
2020	Crucero220	36.2	36.6	0.4
	Cardones220	33.6	34.1	0.4
	Polpaico220	34.4	34.9	0.5
	Charrua220	33.4	33.9	0.6
	PMontt220	33.3	34.6	1.3

Los resultados muestran que, en promedio, el Caso Base sin PMGD disminuye los costos marginales entre 0,4 US\$/MWh y 1,3US\$/MWh en el año 2020, entre 8,4 US\$/MWh y 24,4US\$/MWh en el año 2021; y entre 8,2 US\$/MWh y 29,3 US\$/MWh en el año 2022.

## 7.2 Cuantificación de costos

### 7.2.1 Operación a mínimo técnico

Debido a que la mayor parte de la generación con PMGD proviene de generación solar, se espera que haya un incremento de la operación a mínimo técnico de las centrales termoeléctricas. La siguiente tabla muestra el costo adicional provocado por la operación con PMGD.

Tabla 18: Horas de operación a mínimo técnico para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

Año	Costo adicional por operación a mínimo técnico (millón US\$)
2022	5,8
2021	-0,1
2020	2,3

El costo adicional se estima entre 2,3 para el año 2020 y 5,8 millones de US\$ para el año 2022. Para el año 2021 se observa una leve disminución debido a que el incremento de las horas a mínimo técnico de las centrales carbón se compensa por una disminución de las horas de las centrales a gas natural y diésel.

## 7.2.2 Costos de partida y detención

La siguiente tabla muestra los costos de partida y detención para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

Tabla 19: Costos de partida y detención para el Caso Base con PMGD y Caso sin PMGD.

Año	Caso Base con PMGD (millón US\$)	Caso sin PMGD (millón US\$)	Diferencia (millón US\$)
2022	3,2	3,1	0,2
2021	1,5	1,7	-0,1
2020	0,4	0,4	0,0

Para el periodo 2020-2022 no se observan incrementos significativos en los costos de partida y detención.

## 8 Conclusiones

A partir de la simulación de la operación del SEN, se logran cuantificar los beneficios y costos operacionales asociados a la introducción de los PMGD durante el periodo 2020-2023. Se observa que los PMGD generaron importantes beneficios, tanto en términos de ahorro económico como en reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y pérdidas de transmisión, mostrando su relevancia en la descarbonización de la matriz de generación. Con respecto a los beneficios, a continuación, se resumen los principales resultados.

Reducción de la generación termoeléctrica:

- 2020: Generación termoeléctrica se redujo en 2.094 GWh
- 2021: Generación termoeléctrica se redujo en 2.914 GWh.
- 2022: Generación termoeléctrica se redujo en 3.216 GWh
- 2023: Generación termoeléctrica se redujo en 3.228 GWh.

Reducción de costos operativos:

- 2020: Ahorros de 69 millones US\$.
- 2021: Ahorros de 205 millones US\$.
- 2022: Ahorros de 358 millones US\$.
- 2023: Ahorros de 351 millones US\$.

Reducción de pérdidas de transmisión:

- 2020: Reducción de 50 GWh, valorada en 4,9 millones de US\$.
- 2021: Reducción de 138 GWh, valorada en 13,7 millones de US\$.
- 2022: Reducción de 35 GWh, valorada en 3,5 millones de US\$.
- 2023: Reducción de 113 GWh, valorada en 11,2 millones de US\$.

Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero:

- 2020: Reducción de 1,6 millón tCO<sub>2e</sub>, valorada socialmente en 104 millones de US\$.
- 2021: Reducción de 2,0 millón tCO<sub>2e</sub>, valorada socialmente en 124 millones de US\$.
- 2022: Reducción de 2,5 millón tCO<sub>2e</sub>, valorada socialmente en 157 millones de US\$.
- 2023: Reducción de 2,6 millón tCO<sub>2e</sub>, valorada socialmente en 162 millones de US\$.

Disminución de costos marginales:

- 2020: Reducción entre 0,4 y 1,3 US\$/MWh.
- 2021: Reducción entre 8,4 y 24,4 US\$/MWh.
- 2022: Reducción entre 6,1 y 11 US\$/MWh.
- 2023: Reducción entre 8,4 y 24,7 US\$/MWh.

## 9 Bibliografía

Centro de Energía, 2019. Análisis Costo/Beneficio de los Pequeños Medios de Generación Distribuida. Estudio realizado para ACERA. Disponible en: <https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2019/09/2019-Ana%CC%81lisis-CostoBeneficio-de-los-PMGD.pdf>

E. Sierra, C. Benavides and M. Matus, "Cost-Benefit Analysis of Small Distributed Generation in the National Electric System," 2019 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), Valparaiso, Chile, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/CHILECON47746.2019.8987678.

Centro de Energía, 2023. Análisis de Infraestructura resiliente a la crisis climática para el sector energético. Estudio realizado para GIZ y Ministerio de Energía. Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/analisis\\_de\\_infraestructura\\_resiliente\\_a\\_la\\_crisis\\_climatica\\_para\\_el\\_sector\\_energetico.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/analisis_de_infraestructura_resiliente_a_la_crisis_climatica_para_el_sector_energetico.pdf)

De Martini et al., 2015. Distribution Systems in a High Distributed Energy Resources Future: Planning, Market Design, Operation and Oversight

S. P. Burger, J. D. Jenkins, S. C. Huntington and I. J. Perez-Arriaga, "Why Distributed?: A Critical Review of the Tradeoffs Between Centralized and Decentralized Resources," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 17, no. 2, pp. 16-24, March-April 2019, doi: 10.1109/MPE.2018.2885203.

Parisa Rahdan, Elisabeth Zeyen, Cristobal Gallego-Castillo, Marta Victoria, Distributed photovoltaics provides key benefits for a highly renewable European energy system, Applied Energy, Volume 360, 2024, 122721, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.122721>.

California Public Utilities Commission. Distribution Resources Plan.