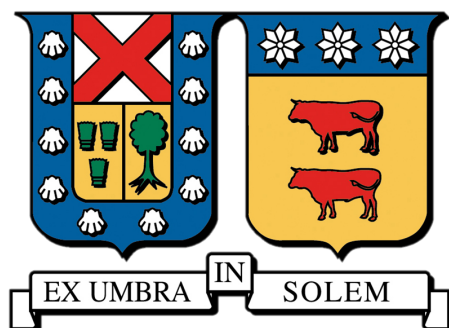




UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**VERTIMIENTO DE ENERGÍA SOLAR EN CHILE: ANÁLISIS
HISTÓRICO, PROYECCIÓN Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA
DE SU GESTIÓN MEDIANTE SISTEMAS BESS. CASO DE ESTUDIO
EN LA REGIÓN DE TARAPACÁ.**

MEMORIA/TESIS PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

LORETO HERNÁNDEZ SAN MARTÍN

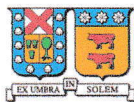
PROFESOR GUÍA

MARÍA PILAR GARATE CHATEAU

PROFESOR CO-REFERENTE

RODRIGO MENA BUSTOS

SANTIAGO DE CHILE, NOVIEMBRE DE 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: Vertimiento de energía solar en Chile: Análisis histórico, proyección y evaluación técnica - económica de su gestión mediante sistemas BESS. Caso de estudio en la región de Tarapacá.

Nombre del candidato(a): Loreto Hernández San Martín

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: Vitacura **Departamento:** Departamento de Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, María Pilar Gárate Chateau, 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 período 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: 02 Diciembre 2025

Firma:

Pilar Gárate Ch.

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 01 de diciembre de 2025 Firma:

[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.

Tabla de Contenidos

1. Problema de Investigación	12
2. Objetivos	14
2.1. Objetivo General	14
2.2. Objetivos Específicos	14
3. Alcance	15
4. Marco Teórico	17
4.1. El Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	17
4.2. Energías Renovables No Convencionales en Chile	19
4.2.1. Evolución de la matriz energética nacional	21
4.2.2. Evolución del costo marginal del sistema	24
4.2.3. Distribución regional de energía solar en Chile	25
4.3. Rol del Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía	27
4.4. Líneas de Transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile	30
4.4.1. Ubicación general de las principales líneas de transmisión en Chile	32
4.5. Limitaciones de transmisión	33
4.6. Vertimiento energético en Chile	35
4.6.1. Metodología oficial del Coordinador Eléctrico para determinar el vertimiento	40
4.7. Sistemas de almacenamiento BESS	43
4.7.1. Regulación y desarrollo de los BESS en Chile	46
4.8. Energía solar en la región de Tarapacá	48

4.8.1.	Condiciones operacionales actuales de la Región de Tarapacá	50
4.8.2.	Proyectos en desarrollo y cronogramas de entrada	54
5.	Metodología	57
5.1.	Análisis histórico del vertimiento solar en la región de Tarapacá	57
5.1.1.	Construcción y procesamiento de la base de datos	58
5.1.2.	Análisis horario, mensual y anual del vertimiento en la región de Tarapacá .	59
5.2.	Diseño general del modelo	60
5.2.1.	Determinación de la colocación	61
5.2.2.	Estimación de la disponibilidad potencial de las centrales solares existentes	64
5.2.3.	Estimación de la disponibilidad potencial de las centrales solares a incor- porarse	66
5.2.4.	Cálculo del vertimiento asociado a la zona de estudio	68
5.2.5.	Descuento del almacenamiento en BESS del vertimiento solar	68
5.3.	Metodología para la evaluación del impacto técnico–operativo y económico	76
6.	Análisis y Resultados	77
6.1.	Análisis histórico del vertimiento solar en Tarapacá	77
6.1.1.	Evolución de la generación y vertimiento solar en la Región de Tarapacá (2022–2024)	77
6.1.2.	Estacionalidad del vertimiento horario en la Región de Tarapacá	79
6.1.3.	Comportamiento horario del vertimiento solar en la Región de Tarapacá (2022–2024)	80

6.2. Proyección del vertimiento solar y su integración con sistemas de almacenamiento energético	82
6.2.1. Evolución histórica de la Colocación	82
6.2.2. Evolución temporal proyectada de la Colocación 2025 - 2035	85
6.2.3. Evolución histórica de la Disponibilidad Potencial	87
6.2.4. Evolución temporal proyectada de la Disponibilidad Potencial 2025 - 2035	88
6.2.5. Proyección escenario base: vertimiento proyectado sin almacenamiento (2025–2035)	90
6.2.6. Proyección escenario con mitigación: vertimiento post incorporación de sistemas BESS (2025–2035)	92
6.3. Impacto del vertimiento y el almacenamiento en el sistema eléctrico de Tarapacá	95
6.3.1. Impacto técnico-operativo	95
6.3.1.1. Efectos del vertimiento sobre la operación del sistema eléctrico sin incorporación de BESS	95
6.3.1.2. Incorporación y respuesta de sistemas BESS ante el vertimiento	99
6.3.1.3. Rol del almacenamiento energético BESS en la operación diaria	101
6.3.1.4. Limitaciones de la red y probabilidad de congestión en la absorción nocturna	104
6.3.2. Impacto económico	109
6.3.2.1. Análisis descriptivo del Costo Marginal sectorizado a la región de Tarapacá.	109
6.3.2.2. Escalamiento y sostenibilidad económica de los sistemas BESS	113



7. Conclusión	119
8. Recomendaciones	122

Lista de Tablas

1.	Costos marginales promedio [8].	34
2.	Vertimiento mensual por año (2022–2024).	39
3.	Participación de la Región de Tarapacá en la generación solar nacional (2022–2024).	53
4.	Proyectos de generación fotovoltaica en Tarapacá.	54
5.	Proyectos de almacenamiento BESS en Tarapacá.	55
6.	Valores anuales proyectados de la colocación para la Región de Tarapacá (2024–2034).	87
7.	Disponibilidad histórica mensual de las centrales solares en la Región de Tarapacá (2022–2024).	88
8.	Proyección horaria de la disponibilidad solar para las centrales existentes y nuevas	89
9.	Vertimiento anual acumulado proyectado en la Región de Tarapacá (2025–2035).	91
10.	Vertimiento, energía cargada en BESS y vertimiento post carga en la Región de Tarapacá (2025–2028).	93

Lista de Figuras

1.	Evolución anual de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (2013–2024) [15].	21
2.	Evolución de la generación eléctrica bruta por sistema (2013–2023) [16]	22
3.	Composición de la generación renovable por tecnología (2013, 2022 y 2023) [16].	23
4.	Evolución de las inyecciones ERNC desde la entrada en vigor de la Ley 20.257 (2013–2023) [16].	23
5.	Evolución de los costos marginales promedio anual por barra de 220 kV (2013–2023), expresados en USD/MWh[16].	25
6.	Relación entre inyección solar, vertimiento y capacidad instalada solar en Chile (2022–2024).	37
7.	Radiación Global Horizontal obtenida desde la plataforma interactiva Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [33]	49
8.	Localización de centrales y subestaciones en Tarapacá [37].	50
9.	Evolución de la capacidad instalada solar por región (2022–2025).	51
10.	Composición de las líneas de transmisión en el sistema Arica–Diego de Almagro, correspondiente al norte grande [3].	52
11.	Generación solar mensual de Chile y Tarapacá (2022–2024).	53
12.	Evolución proyectada de capacidad instalada fotovoltaica y BESS en la Región de Tarapacá (2025–2028)[38].	54
13.	Evolución mensual de generación y vertimiento en Tarapacá (2022–2024).	77

14.	Evolución mensual del vertimiento solar en la Región de Tarapacá y su tendencia ajustada, periodo 2022–2024.	78
15.	Mapa de calor del vertimiento horario mensual en la Región de Tarapacá durante el año 2024.	79
16.	Curva diaria típica del vertimiento solar en la Región de Tarapacá (2022–2024). . .	81
17.	Distribución horaria del vertimiento solar en la Región de Tarapacá mediante box- plots (2022–2024).	81
18.	Distribución horaria mensual de la colocación solar en la Región de Tarapacá du- rante el periodo 2022–2024.	83
19.	Mapa de calor de la colocación solar horaria mensual en la Región de Tarapacá durante 2022.	84
20.	Mapa de calor de la colocación solar horaria mensual en la Región de Tarapacá durante 2023.	84
21.	Mapa de calor de la colocación solar horaria mensual en la Región de Tarapacá durante 2024.	85
22.	Evolución temporal de la colocación estimada para la región de Tarapacá entre 2025 - 2035.	86
23.	Proyección horaria de la disponibilidad solar para las centrales existentes y nuevas en la Región de Tarapacá (2025–2035).	89
24.	Proyección del vertimiento solar en la Región de Tarapacá para el periodo 2025–2035.	90
25.	Comparación entre el vertimiento solar y la energía almacenada en sistemas BESS (2025–2028).	94

26.	Evolución mensual del factor de planta fotovoltaico real y teórico en la Región de Tarapacá (2025–2029).	98
27.	Distribución mensual de energía gestionada por sistemas BESS en la Región de Tarapacá.	100
28.	Perfil horario promedio diario de la generación en la Región de Tarapacá para el año 2024 centrales térmicas e hidráulicas.	103
29.	<i>Esquema del sistema de transmisión zona norte grande, zona Arica–Diego de Almagro. [3]</i>	105
30.	Proyección de la demanda energética del SEN (escenario medio y alto) [2].	106
31.	Matriz de generación esperada [2].	106
32.	Probabilidad de congestión esperada en horario nocturno entre el tramo SS/33 Arica y Los Changos [2].	107
33.	Gráficas con la evolución de las líneas de transmisión zonal, zona Arica - Diego de Almagro [3].	108
34.	Serie temporal mensual del CMG promedio (2022–2024).	110
35.	Distribución horaria del Costo Marginal de Generación (CMG) promedio por hora — Año 2022.	111
36.	Distribución horaria del Costo Marginal de Generación (CMG) promedio por hora — Año 2023.	112
37.	Distribución horaria del Costo Marginal de Generación (CMG) promedio por hora — Año 2024.	112
38.	Ahorros monetarios promedio del sistema para cada nivel de capacidad instalada (en €/kWh) [45].	115



39. Evolución diaria promedio del nivel de carga (SoE) según la capacidad total instalada [45].	116
---	-----

Resumen ejecutivo

La Región de Tarapacá presenta un aumento sostenido del vertimiento solar debido al rápido crecimiento fotovoltaico y a las limitaciones de transmisión. Ante este escenario, el propósito de este estudio es analizar la evolución histórica del vertimiento y desarrollar un modelo conceptual para proyectar su comportamiento futuro bajo escenarios de expansión solar e incorporación de sistemas BESS, evaluando sus impactos técnico-operativos y económicos en la región.

La metodología se estructuró en tres etapas: análisis histórico de los registros oficiales de vertimiento; formulación del modelo conceptual de proyección considerando capacidad instalada futura de la región; y evaluación comparativa de escenarios con y sin BESS mediante indicadores técnicos y económicos.

Las proyecciones muestran que la incorporación de BESS permite controlar y reducir el vertimiento diurno en torno al 90 %. No obstante, persiste un margen residual de vertimiento que se mantiene durante todo el horizonte de análisis. Asimismo, la efectividad de los BESS depende de la capacidad de evacuación nocturna, pudiendo producirse vertimiento diferido bajo condiciones de congestión. Además, los resultados indican que sistemas de mayor tamaño presentan menor eficiencia marginal, debido a dificultades para descargar completa y a la compresión del diferencial de precios.

En conjunto, el estudio evidencia que el almacenamiento ayuda a mitigar el vertimiento, aunque no soluciona las limitaciones estructurales del sistema eléctrico. Sus resultados aportan una base técnica para comprender la evolución futura del fenómeno y orientar decisiones de planificación sobre transmisión, expansión fotovoltaica y dimensionamiento de sistemas BESS en la región.

Abstract

The Tarapacá Region faces a sustained increase in solar curtailment due to the rapid growth of photovoltaic capacity and structural transmission limitations that restrict the evacuation of available generation. In this context, the objective of this study is to analyze the historical evolution of curtailment and to develop a conceptual model to project its future behavior under scenarios of solar expansion and the incorporation of Battery Energy Storage Systems (BESS), evaluating their technical–operational and economic impacts on the regional power system.

The methodology is structured into three stages: historical analysis of official curtailment records for 2022–2024; formulation of a conceptual projection model considering future installed capacity, solar availability and regional absorption capability; and comparative evaluation of scenarios with and without BESS using technical and economic indicators.

The projections show that the incorporation of BESS significantly mitigates daytime curtailment, reducing it by approximately 90 %, although a small residual portion persists throughout the analysis horizon due to the accelerated growth of photovoltaic capacity. Their effectiveness is conditioned by nighttime evacuation capability, which may lead to deferred curtailment under congestion. Additionally, larger storage systems exhibit reduced marginal efficiency due to challenges in fully discharging and the compression of price differentials.

Overall, the study demonstrates that BESS contribute to curtailment mitigation but do not address the structural constraints of the electrical system. The findings provide a technical basis for understanding the future evolution of curtailment in northern Chile and support planning decisions regarding transmission expansion, photovoltaic development and adequate BESS sizing in the region.

1. Problema de Investigación

Chile se ha consolidado en los últimos años como un país atractivo para el desarrollo de energías renovables no convencionales (ERNC), gracias a su diversidad geográfica y condiciones climáticas excepcionales. En particular, la zona norte del país concentra algunos de los niveles de radiación solar más altos del mundo [39], lo que le otorga una ventaja comparativa única para la generación de electricidad a partir de energía solar. Estas condiciones han impulsado una expansión acelerada de la capacidad instalada renovable, alcanzando hacia diciembre de 2024 un total de 36.778 MW, de los cuales 23.605 MW corresponden a fuentes limpias [1], siendo la energía solar el principal motor de este cambio en la matriz energética nacional.

Sin embargo, este crecimiento ha traído consigo importantes desafíos. La energía solar, a pesar de su enorme potencial, es de naturaleza intermitente, ya que su generación depende de condiciones meteorológicas variables [40]. Esto genera dificultades para mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica, lo que en determinados momentos se traduce en vertimientos de energía.

El vertimiento energético, también denominado *curtailment*, corresponde a la electricidad generada por centrales solares que no puede ser inyectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) debido a limitaciones de infraestructura [23]. La principal causa se encuentra en la congestión de transmisión, situación en la que la red eléctrica carece de la capacidad suficiente para transportar toda la energía producida, intensificándose especialmente durante las horas de mayor irradiación solar, cuando la oferta supera con creces a la demanda [8].

Este fenómeno no solo implica la pérdida de energía renovable que podría ser aprovechada, sino que también refleja las distorsiones del mercado eléctrico. Entre ellas destaca el desarrollo

concentrado de proyectos solares en la zona norte del país, alejados de los principales centros de consumo, lo que obliga a transportar grandes volúmenes de electricidad a largas distancias [8]. Esta situación incrementa los costos de transmisión y eleva los gastos operativos del sistema, al mismo tiempo que limita el aprovechamiento eficiente de la energía generada.

En este contexto, se intensifica la paradoja: la zona norte concentra los mayores excedentes solares del país, pero estos no se aprovechan plenamente debido a las limitaciones de transmisión, lo que incrementa el vertimiento. Esta situación pone en cuestión la equidad y eficiencia del sistema eléctrico, ya que las regiones productoras de energía limpia no reciben beneficios proporcionales a su potencial

Frente a este escenario, surge la necesidad de contar con un modelo conceptual que permita proyectar del vertimiento en bases a la capacidad instalada proyectada, de manera que sea posible dimensionar sus impactos en materia técnica-operativa y económica. Esta investigación se propone abordar dicho vacío, utilizando a la región de Tarapacá como caso de estudio, con el fin de ofrecer herramientas metodológicas e identificar las implicancias y desafíos que surgen con la creciente incorporación de sistemas BESS que podrían comprometer la eficiencia y estabilidad del sistema en los próximos años.

En función de lo anterior, recae la pregunta central de la problemática: ¿Cuál es la magnitud y evolución proyectada del vertimiento en la zona de estudio considerando sus condiciones actuales y futuras de operación junto con la capacidad instalada proyectada para los próximos periodos? ¿Cómo ha evolucionado el vertimiento solar en la Región de Tarapacá durante el período 2022–2024, considerando sus variaciones horarias, mensuales y anuales? ¿Qué implicancias técnico-operativas y económicas surgen a partir del vertimiento proyectado y del crecimiento esperado de la capacidad fotovoltaica y de almacenamiento en la Región de Tarapacá?

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Desarrollar un modelo conceptual para proyectar el vertimiento solar y la incorporación de sistemas BESS aplicado a la Región de Tarapacá, mediante el análisis de series de tiempo y escenarios futuros de capacidad instalada, con el fin de caracterizar su evolución y determinar el impacto técnico–operativo y económico que estos fenómenos generan sobre el sistema eléctrico regional.

2.2. Objetivos Específicos

1. Analizar la evolución histórica del vertimiento solar en la región de Tarapacá (2022–2024), desagregado por hora, mes y años, a partir de datos oficiales y estructuración de series de tiempo.
2. Formular un modelo conceptual para proyectar el vertimiento solar en la Región de Tarapacá durante el período 2025–2028, considerando la expansión prevista de nuevas centrales fotovoltaicas, la incorporación proyectada de sistemas de almacenamiento BESS, y las restricciones operacionales del sistema eléctrico nacional en la región.
3. Evaluar el impacto técnico, operativo y económico del vertimiento solar y la incorporación de sistemas BESS en la Región de Tarapacá, mediante el análisis comparativo de ambos escenarios, para determinar cómo su integración y escalamiento modifican la eficiencia del sistema eléctrico regional.

3. Alcance

El presente estudio se centra en el análisis, proyección y evaluación del vertimiento de energía solar en la Región de Tarapacá, abarcando tanto su comportamiento histórico como sus implicancias futuras bajo escenarios de expansión fotovoltaica e incorporación de sistemas de almacenamiento energético en baterías (BESS). El análisis histórico considera el período 2022–2024 a partir de los registros oficiales de generación y vertimiento publicados por el Coordinador Eléctrico Nacional, mientras que las proyecciones se desarrollan para el horizonte 2025–2028 mediante la formulación de un modelo conceptual propio orientado a estimar disponibilidad, colocación y niveles de vertimiento regional.

El estudio delimita su alcance geográfico exclusivamente a la Región de Tarapacá, sin realizar comparaciones con otras zonas del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, la modelación se basa en información pública de capacidad instalada, proyectos declarados y curvas históricas de irradiancia y generación, sin incorporar procesos de simulación eléctrica de flujo de potencia ni modelación detallada de la red de transmisión. La representación del funcionamiento de los sistemas BESS se realiza de manera conceptual y agregada, considerando sus efectos principales sobre el vertimiento, la gestión energética y el comportamiento del Costo Marginal de Generación (CMG), sin profundizar en especificaciones técnicas particulares de cada instalación.

El alcance incluye la evaluación técnico–operativa y económica del sistema bajo escenarios con y sin almacenamiento, considerando el riesgo de vertimiento diferido, la capacidad de absorción nocturna y la variación de precios del mercado eléctrico. Sin embargo, no se desarrolla un análisis financiero de inversión, costos de capital ni estudios tarifarios asociados a los sistemas BESS, dado que estos aspectos exceden el propósito central de la investigación.

En síntesis, esta tesis aborda el fenómeno del vertimiento solar desde una perspectiva regional y prospectiva, utilizando datos históricos, modelación conceptual y escenarios de expansión para caracterizar su evolución y comprender el rol que podrían desempeñar los sistemas BESS en la mitigación parcial del fenómeno y en los desafíos operativos futuros del sistema eléctrico de Tarapacá.

4. Marco Teórico

4.1. El Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Un sistema eléctrico es el conjunto integrado de centrales generadoras, líneas de transporte, subestaciones y líneas de distribución que permiten producir, transportar y entregar energía eléctrica [6]. En Chile, el **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)** nace de la unificación en 2017 de los antiguos SIC (Sistema Interconectado Central) y SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), conformando una única red interconectada que opera de Arica a Chiloé con una extensión de más de 3.000 kilómetros [7].

Al margen del SEN subsisten dos sistemas aislados: el Sistema de Aysén (SEA) con capacidad de 69,8 MW, con una matriz diversificada (diésel, hidráulica, solar y eólica), y el Sistema de Magallanes (SEM) con capacidad de 129,3 MW, con predominio de gas natural, más diésel y eólica. Su escala es acotada y su operación no afecta la dinámica del SEN, pero completan la cobertura eléctrica del país.

Desde la oferta, el mercado eléctrico chileno se organiza en tres segmentos que, físicamente interconectados, componen el sistema eléctrico [7]:

- **Generación:** producción de energía a partir de tecnologías térmicas, hidroeléctricas y ERNC (solar, eólica, biomasa, geotermia, minihidráulica).
- **Transmisión:** traslada la energía desde los polos de generación hacia los centros de consumo a través de redes de alta tensión y subestaciones.
- **Distribución:** entrega la energía al usuario final en niveles de tensión apropiados para usos residenciales, comerciales e industriales.

El segmento de transmisión eléctrica en Chile constituye uno de los pilares fundamentales del sistema energético, ya que permite transportar la energía desde los centros de generación hasta los principales polos de consumo.

En un principio, el rápido crecimiento de la generación renovable, especialmente a partir de fuentes solares y eólicas, durante la década de 2010 presentó una serie de **limitaciones estructurales** en el sistema de transmisión que dificultaban el desarrollo eficiente. En particular, cada uno de los segmentos (Troncal, Subtransmisión y Adicional) mostraba deficiencias que impedían una expansión oportuna y coherente con la evolución del sistema energético, afectando la seguridad, la remuneración y las señales de inversión necesarias para el desarrollo integral [9] .

Con el fin de corregir estas deficiencias, su nueva regulación se encuentra definida por la **Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE)**, Ley N° 20.936 (2016) [8], que busca favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo y abierto, con la finalidad de bajar los precios de energía al consumidor final. Esta ley estableció un nuevo marco regulatorio para el sistema de transmisión eléctrica, introduciendo reformas orientadas a fortalecer la red y asegurar su coherencia con los objetivos de transición energética del país.

Los principales lineamientos de esta ley se centraron en:

- Promover una red más robusta, planificada y eficiente.
- Favorecer la incorporación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC).
- Reducir barreras de entrada y costos para los usuarios finales y para nuevos generadores.

Además, la ley incorporó por primera vez el Sistema de Transmisión por Polos de Desarrollo de Generación, orientado a facilitar la evacuación de energía desde zonas con alta concentración

de proyectos renovables, como el norte del país. Esta medida responde al aumento acelerado de la capacidad solar y eólica que, en ausencia de nuevas líneas de transmisión, generaba cuellos de botella.

La reforma también introdujo mecanismos para agilizar inversiones y priorizar obras urgentes, permitiendo que la planificación zonal incorpore ampliaciones promovidas por Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y la consideración de sistemas más flexibles y adaptativos como los sistemas de almacenamiento.

Estas medidas sentaron las bases para la incorporación de tecnologías de flexibilidad y almacenamiento, indispensables para acompañar la transición energética del país.

4.2. Energías Renovables No Convencionales en Chile

Durante las dos últimas décadas, el sistema energético chileno ha atravesado un proceso de transformación profunda, impulsado por la necesidad de diversificar su matriz eléctrica y disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados. Esta transición se ha sostenido en la incorporación progresiva de **Energías Renovables No Convencionales (ERNC)**, tales como la solar, eólica, biomasa, geotermia y minihidráulica [10], las cuales han contribuido de manera decisiva a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al fortalecimiento de la seguridad energética nacional.

El desarrollo de las ERNC se consolidó a partir de los años 2000, tras una serie de crisis energéticas que revelaron la vulnerabilidad del sistema eléctrico, marcadas por la interrupción del suministro de gas natural proveniente de Argentina y una prolongada sequía que afectó la generación hidroeléctrica [41]. En respuesta, el Estado chileno impulsó diversas reformas estructurales

y legislativas orientadas a incentivar la participación de nuevas fuentes de energía y actores en el mercado eléctrico. La promulgación de la Ley 19.940 (2004) [11], que promovió la competencia en el sector eléctrico, y la posterior Ley 20.257 (2008) [12], que estableció una cuota obligatoria de generación renovable para las empresas generadoras, marcaron el inicio de la transición hacia un modelo energético más limpio y sustentable.

Inicialmente, la Ley 20.257 estableció un objetivo de generación del 5 % de ERNC para el año 2014, con una meta progresiva del 10 % para 2024. No obstante, la rápida expansión de las tecnologías renovables y el éxito de las políticas de incentivo llevaron a reajustar este objetivo al 20 % para 2025, porcentaje que fue ampliamente superado antes de esa fecha, según los informes del Coordinador Eléctrico Nacional al año 2024 [15].

Dentro de la estrategia nacional a largo plazo, el desarrollo de las energías renovables se enmarcó en la Política Energética 2050 y la Ley Marco de Cambio Climático (Ley N° 21.455), las cuales consolidan el compromiso del país con la carbononeutralidad al 2050. La Política Energética 2050, además, establece como meta que el 80 % de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables al 2030 y que se alcance el 100 % de energías cero emisiones para 2050, orientando el crecimiento del sector bajo criterios de sostenibilidad, seguridad y eficiencia [14].

Debido a estas obligaciones, Chile se posiciona actualmente como líder en generación renovable dentro de América Latina, gracias a su marco regulatorio estable y su extraordinario potencial de recursos naturales. Las regiones del norte, especialmente Antofagasta, Atacama y Tarapacá, destacan por sus elevados niveles de irradiancia solar, considerados entre los más altos del mundo, lo que ha permitido consolidar al país como uno de los territorios con mayor potencial fotovoltaico global.

4.2.1. Evolución de la matriz energética nacional

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha mantenido un crecimiento sostenido durante la última década, alcanzando en diciembre de 2024 un total de 36.778 MW, cifra que incluye tanto las centrales en operación como aquellas en fase de pruebas al cierre del año. De este total, un 34 % corresponde a centrales térmicas, un 21 % a fuentes hidroeléctricas y un 37 % a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) [15].

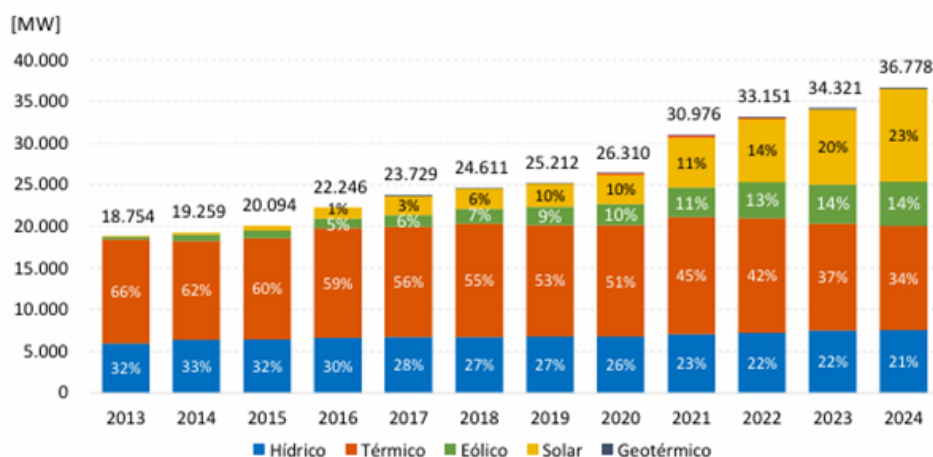


Figura 1: Evolución anual de la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (2013–2024) [15].

Tal como se aprecia en la Figura 1, el incremento de capacidad instalada ha estado impulsado principalmente por la expansión acelerada de la energía solar y eólica, que en conjunto han desplazado progresivamente la participación térmica dentro de la matriz nacional. Mientras en 2013 más del 66 % de la capacidad instalada provenía de centrales a carbón, diésel o gas natural, hacia 2024 esta proporción disminuyó a cerca del 34 %, consolidando el liderazgo de las energías limpias y renovables dentro del sistema eléctrico nacional.

La generación eléctrica bruta también ha seguido una tendencia de crecimiento constante. Según datos *Reporte Anual de Desempeño del Sistema Eléctrico Nacional* del Coordinador Eléc-

trico Nacional [15], en 2024 la generación del SEN alcanzó valores cercanos a los 85.000 GWh, lo que representa un aumento superior al 25 % respecto al nivel registrado en 2010 según lo indicado en la Figura 2.

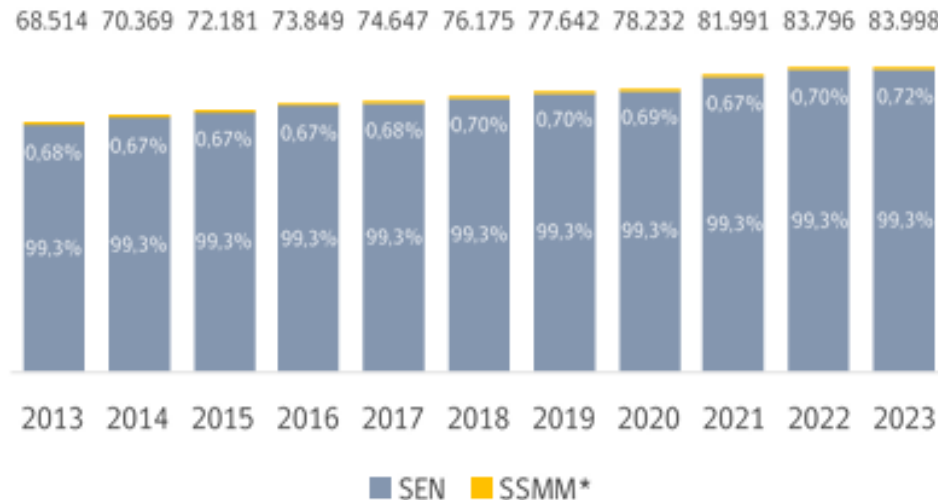


Figura 2: Evolución de la generación eléctrica bruta por sistema (2013–2023) [16]

Durante los primeros años del periodo analizado, según la Figura 2, la matriz de generación se caracterizaba por una marcada dependencia de la termoelectricidad, que aportaba más del 60 % de la producción total, mientras que las ERNC mantenían una participación inferior al 5 %. Sin embargo, tras la entrada en vigencia de la Ley 20.257 y el impulso de sucesivas licitaciones energéticas, la generación renovable experimentó un crecimiento exponencial, superando ampliamente las metas originales de participación.

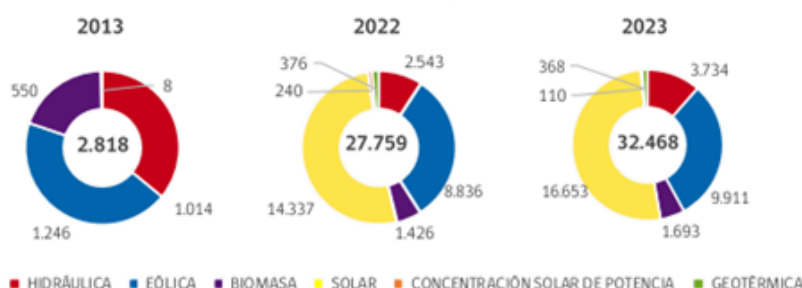


Figura 3: Composición de la generación renovable por tecnología (2013, 2022 y 2023) [16].

La Figura 4 [16] muestran que, entre 2010 y 2024, las inyecciones de energía proveniente de fuentes renovables se multiplicaron por más de 11 veces, pasando de aproximadamente 3.000 GWh en 2010 a más de 17.000 GWh en 2020, y superando los 30.000 GWh en 2024. Esta expansión fue liderada principalmente por la energía solar fotovoltaica, que desplazó a las tecnologías térmicas en el despacho diario, modificando significativamente la estructura operativa del sistema eléctrico nacional.



Figura 4: Evolución de las inyecciones ERNC desde la entrada en vigor de la Ley 20.257 (2013–2023) [16].

En conjunto, los antecedentes expuestos evidencian una reconfiguración estructural de la matriz energética chilena, donde las energías limpias —especialmente la solar— se han posicionado como el pilar de la expansión eléctrica nacional.

4.2.2. Evolución del costo marginal del sistema

El **costo marginal de energía** (CMG) representa el valor económico asociado a la producción de una unidad adicional de energía eléctrica dentro del sistema, considerando las condiciones de despacho en cada hora [17]. En términos operativos, este indicador refleja la intersección entre la oferta de generación disponible y la demanda en tiempo real, siendo determinado por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para cada barra del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), entendiendo por *barra* un nodo de la red eléctrica donde convergen líneas de transmisión, transformadores, cargas o centrales generadoras, y que sirve como punto de referencia para el cálculo del costo marginal, ya que en ella se evalúa el costo de entregar o retirar energía [18].

Durante la última década, los costos marginales han mostrado una tendencia descendente sostenida, en concordancia con la expansión de las energías renovables y la disminución progresiva de la dependencia de combustibles fósiles. De acuerdo con los registros del CEN, entre los años 2012 y 2014 los valores promedio anuales de los principales nodos del sistema se situaban entre 150 y 200 USD/MWh, impulsados por la alta participación térmica y los elevados costos asociados al carbón y al gas natural.

A partir de 2016, con la incorporación masiva de proyectos solares y eólicos, los costos marginales comenzaron a disminuir de forma significativa, alcanzando valores promedio del orden de 40–60 USD/MWh entre 2022 y 2024, con mínimos cercanos a cero durante las horas solares durante el día en las regiones del norte del país. Este cambio estructural evidencia la influencia directa del crecimiento renovable sobre la formación de precios horarios, particularmente en las zonas de alta generación fotovoltaica como Tarapacá, Atacama y Antofagasta.

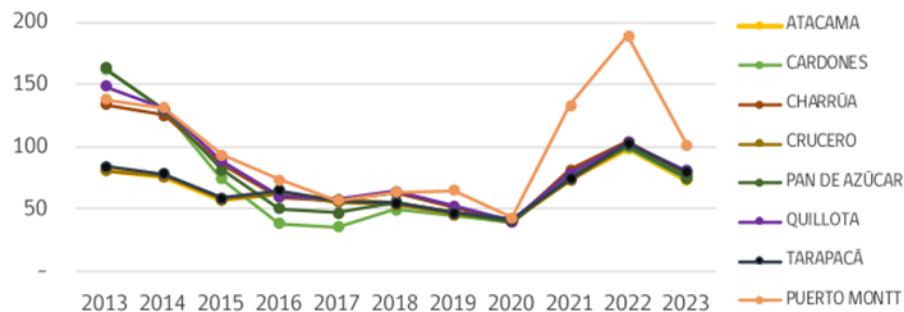


Figura 5: Evolución de los costos marginales promedio anual por barra de 220 kV (2013–2023), expresados en USD/MWh[16].

La Figura 5 muestra la convergencia progresiva de los costos marginales a niveles históricamente bajos, tendencia impulsada por la disponibilidad de generación solar a costo casi nulo durante gran parte del día. No obstante, esta misma situación ha generado fenómenos de sobreoferta en determinados horarios —especialmente entre las 11:00 y las 16:00 horas—, propiciando el surgimiento del vertimiento de energía solar como un nuevo desafío operativo del sistema.

En conjunto, la evolución del costo marginal evidencia una transformación profunda debido al crecimiento de las energías renovables que ha contribuido a reducir de manera sostenida el valor promedio de la electricidad. Este proceso ha permitido que el país avance hacia un sistema más competitivo y eficiente, aunque también ha generado nuevos desafíos en la gestión de la energía disponible, especialmente en aquellas zonas donde la generación solar supera ampliamente la demanda local.

4.2.3. Distribución regional de energía solar en Chile

La distribución regional de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) evidencia una marcada concentración de la generación en el norte del país, impulsada principal-

mente por la expansión de la energía solar fotovoltaica y, en menor medida, por la generación eólica.

A nivel territorial, destaca el bloque norte, conformado por las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta y Atacama, las cuales concentran en conjunto más del 50 % de la capacidad renovable nacional [1]. Este predominio responde a sus condiciones excepcionales de irradiancia solar y a la disponibilidad de amplias extensiones de terreno aptas para el desarrollo de proyectos a gran escala.

Dentro de este bloque, la Región de Antofagasta se posiciona como el principal polo de generación renovable del país, con más de 9.100 MW instalados, equivalentes al 25 % de la capacidad total nacional, de los cuales el 56 % proviene de fuentes renovables. Le sigue la Región de Atacama, con alrededor de 5.100 MW, donde el 72 % de la potencia corresponde a generación limpia, mayoritariamente de tipo fotovoltaico.

En la Región de Tarapacá, la capacidad instalada alcanza los 536 MW, de los cuales el 90 % corresponde a fuentes renovables, específicamente provenientes de centrales fotovoltaicas. Por su parte, la Región de Arica y Parinacota, aunque cuenta con una capacidad menor (137 MW), presenta una penetración renovable superior al 90 %, reflejando un avance significativo hacia sistemas energéticos locales más sostenibles.

En contraste, las regiones del centro y sur de Chile mantienen una matriz más diversificada, caracterizada por una mayor presencia de generación hidroeléctrica y térmica. Regiones como Biobío (5.128 MW) y La Araucanía (1.108 MW) destacan por su importante aporte hidroeléctrico, mientras que la Región Metropolitana y Valparaíso combinan generación térmica y renovable para abastecer la alta demanda energética del país. En la zona austral, las regiones de Los Lagos y Magallanes aportan principalmente energía eólica y térmica de respaldo, con una participación

renovable promedio superior al 70 %.

En términos de composición tecnológica, el aporte solar ha sido el principal motor de transformación de la matriz eléctrica chilena.

4.3. Rol del Coordinador Eléctrico Nacional y la Comisión Nacional de Energía

La unificación SIC–SING posibilita un mercado más competitivo, reducción del costo global de operación y mayor seguridad ante contingencias, al aprovechar mejor la complementariedad regional de recursos y cargas. El SEN es hoy la columna vertebral de la transición energética chilena: integra recursos ERNC a gran escala, viabiliza metas de descarbonización y, al mismo tiempo, expone diversos desafíos operativos.

Como consecuencia institucional de la unificación y la Ley General de Servicios Eléctricos, se creó el **Coordinador Eléctrico Nacional (CEN)** [22], como entidad técnica e independiente, sin fines de lucro, responsable de la coordinación de la operación del SEN y de asegurar la conexión, transmisión y despacho seguro, continuo y económico de la energía eléctrica en todo el país [19].

Dentro de sus principales funciones se encuentra:

- Realizar la programación y coordinación de la operación de los sistemas de generación y transmisión, así como formular los programas de mantenimiento y asegurar la continuidad del suministro eléctrico.
- Exigir a los Coordinados el cumplimiento de la normativa técnica, además de definir los Procedimientos Internos necesarios para su funcionamiento.

- Monitorear permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico, con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico. Como ejemplo, destaca la emisión de *Informes de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión*, donde se identifican las congestiones actuales y las proyecciones de saturación de líneas.
- Realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética, con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico (como los sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems)), reconociendo su impacto en la estabilidad y eficiencia del sistema.
- Elaborar reportes periódicos, al menos anuales, del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, y comunicar dichos reportes a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), entre otras instituciones.

Además, el CEN cumple un rol esencial en la provisión de datos abiertos y transparentes, fundamentales para la investigación, planificación y toma de decisiones en el sector. Sus registros sobre generación, costos marginales, vertimiento y demanda son utilizados por instituciones públicas, empresas y universidades para modelar el comportamiento del sistema y analizar el impacto de la transición energética.

Por otro lado, la **Comisión Nacional de Energía (CNE)** es un organismo técnico dependiente del Ministerio de Energía, responsable de la planificación estratégica y la regulación del sector eléctrico nacional. Su misión es asegurar un desarrollo energético seguro, sostenible y competitivo, mediante la generación de propuestas para el Ministerio de Energía [21].

Dentro de sus funciones se encuentran:

- Analizar precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, asegurando que reflejen los costos reales del sistema y cumplan con los principios de eficiencia económica.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, siendo responsable de dirigir el proceso de planificación estratégica a largo plazo mediante la elaboración del *Plan de Expansión de la Transmisión*, donde se definen las obras necesarias para ampliar la capacidad de transporte eléctrico, considerando los escenarios de crecimiento de la generación renovable.
- Coordinar la recopilación de información energética (técnica, económica y legal) proveniente de organismos públicos relacionados con el sector energético.

La sinergia entre ambas instituciones es clave para el funcionamiento coordinado del SEN. Mientras el CEN aporta información técnica y operativa en tiempo real, la CNE utiliza dichos antecedentes para proyectar el crecimiento del sistema y definir las necesidades de inversión. Esta coordinación permite integrar de manera coherente los análisis de capacidad de generación, transmisión y almacenamiento dentro de una planificación unificada, identificando las brechas de infraestructura que podrían limitar la operación eficiente del sistema.

La legislación vigente establece que ambos organismos deben elaborar anualmente una propuesta conjunta de expansión del sistema de transmisión, con un horizonte de planificación mínimo de **20 años** [22], garantizando la coherencia con la política energética de largo plazo del país. De este modo, la planificación energética se alinea con los objetivos de seguridad, sostenibilidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional.

En conjunto, el CEN y la CNE representan el eje institucional de la transición energética chilena: el primero, asegurando la operación técnica del sistema; y el segundo, orientando su expansión estructural.

4.4. Líneas de Transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se estructura sobre una extensa red de transmisión que permite transportar energía eléctrica desde los principales polos de generación hacia los grandes centros de consumo del país, particularmente en la zona centro-sur. Esta red opera principalmente en tensiones extra-alta y alta, constituyendo un elemento fundamental para asegurar la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Desde el punto de vista normativo, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que en cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas pertenecientes a los segmentos “sistema de transmisión nacional”, “sistema de transmisión para polos de desarrollo”, “sistema de transmisión zonal” y “sistema de transmisión dedicado” [13].

El sistema de transmisión nacional corresponde a la red fundamental del país, compuesta por líneas de **500 kV y 220 kV estratégicas**, cuyo propósito central es transportar energía en grandes distancias, conectar los principales polos de generación con los principales centros de

consumo y asegurar una operación segura del SEN [46].

Los sistemas de transmisión dedicados están constituidos por “líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico” [13].

En términos prácticos, la transmisión dedicada corresponde a líneas construidas para conectar instalaciones específicas que son pagadas exclusivamente por quien las necesita, como los centros de operación minera, proyectos de generación renovable de gran tamaño, nuevas centrales térmicas, entre otros.

Finalmente, el sistema de transmisión zonal como aquel “constituido por líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables” [13], sin perjuicio de su uso por clientes libres o generadores conectados directamente o a través de transmisión dedicada.

La transmisión zonal corresponde a la red que alimenta centros regionales de consumo, en tensiones generalmente entre **110 y 220 kV**. Sus principales funciones son facilitar el acceso abierto para clientes locales, permitir la conexión de nuevas centrales de generación y descongestionar la red troncal nacional [46].

Así, en el Norte Grande, las líneas de transmisión juegan un rol fundamental para disminuir la congestión asociada al alto nivel de generación solar. Las líneas nacionales de 500 kV son las más relevantes, ya que permiten evacuar grandes bloques de energía hacia la zona centro del país, reduciendo el vertimiento, como ocurre con Cardones–Polpaico. Complementariamente, las líneas de 220 kV actúan como refuerzo zonal, permitiendo redistribuir la energía antes de llegar a la red nacional y aliviando los cuellos de botella locales en subestaciones como Crucero, Encuentro,

Parinas o Pozo Almonte. Finalmente, la tecnología HVDC, utilizada en proyectos de larga distancia, aporta una capacidad de transporte superior y menores pérdidas, destacando la futura línea Kimal–Lo Aguirre, que permitirá trasladar energía solar del norte al centro del país y disminuir significativamente las congestiones en la red existente. Esta nueva línea atravesará nueve regiones y 28 comunas, desde María Elena (Antofagasta) hasta Pudahuel (Región Metropolitana), con un costo estimado de US \$1480 millones. La línea constituye la primera implementación en Chile de transmisión mediante corriente continua, y aunque ya fue adjudicada, se han requerido ampliaciones de plazo para completar los estudios de ingeniería, permisos y obras civiles. Actualmente, la fecha estimada de operación es 2029, aun cuando existen riesgos de retraso en distintas etapas del proyecto [47].

4.4.1. Ubicación general de las principales líneas de transmisión en Chile

En el Norte Grande —que abarca Tarapacá, Antofagasta y Atacama— la red de transmisión se caracteriza por una alta densidad de líneas de 220 kV, necesarias para evacuar la gran concentración de generación solar instalada en la zona. En este territorio se localizan tramos estratégicos como Kimal, Encuentro, Crucero y Cardones, que permiten transportar grandes volúmenes de energía hacia la zona centro del país. Más al sur, la Zona Centro (Coquimbo, Valparaíso y Región Metropolitana) combina infraestructura nacional, destacando la interconexión Cardones–Polpaico de 500 kV, con redes urbanas de 110 y 220 kV que abastecen a los principales centros de consumo. En la Zona Centro-Sur, que incluye O’Higgins, Ñuble y Biobío, predominan líneas de 220 y 500 kV como las subestaciones Charrúa y Ancoa. Finalmente, en la Zona Sur y Austral, la transmisión se compone principalmente de líneas entre 110 y 220 kV orientadas a abastecer ciudades, zonas rurales y polos industriales distribuidos territorialmente, asegurando continuidad de suministro en

áreas menos densamente pobladas [47] .

4.5. Limitaciones de transmisión

El sistema de transmisión chileno fue originalmente diseñado para operar con grandes generadoras sincrónicas, en un contexto dominado por centrales térmicas e hidroeléctricas convencionales [8]. Sin embargo, con la irrupción de las ERNC, han surgido nuevos desafíos técnicos y operativos, especialmente relacionados con la congestión de las líneas de transmisión.

La **congestión** en el SEN se produce cuando la capacidad de la red de transmisión **no es suficiente para transportar toda la energía generada o demandada** en determinadas zonas del país. Este fenómeno se ha vuelto cada vez más frecuente debido a que la infraestructura actual no ha crecido al mismo ritmo que la expansión de la generación renovable.

De acuerdo con el informe *Segmento de transmisión de electricidad* publicado a través de la BCN [8], las regiones del norte del país —particularmente Antofagasta, Atacama y Tarapacá— concentran la mayor parte del potencial solar nacional, mientras que los principales centros de consumo se ubican en la zona central y sur. Esta desalineación geográfica entre generación y demanda genera una sobreoferta energética en el norte, la cual no puede ser transportada eficientemente hacia el resto del sistema, dando origen a una **congestión estructural**.

Los reportes del Coordinador Eléctrico Nacional evidencian esta condición a través de los costos marginales promedio registrados el mes de abril del 2025 mostrado en la Tabla 1, los cuales presentan una marcada variabilidad regional. Por ejemplo, la subestación Crucero (Antofagasta) registra un costo promedio de 55,3 USD/MWh, mientras que, en el sur del país, Puerto Montt alcanza valores cercanos a 75,6 USD/MWh. Esta diferencia refleja la existencia de cuellos de

botella en la red de transmisión: las zonas con precios más bajos corresponden a áreas con exceso de generación renovable y restricciones para evacuar energía.

Tabla 1: Costos marginales promedio [8].

Región	Subestación (S/E)	Costo marginal (USD/MWh)
Antofagasta	Crucero	55,3
Coquimbo	Pan de Azúcar	66,2
Valparaíso	Quillota	67,1
Metropolitana	Alto Jahuel	67,6
Charrúa	Charrúa	66,7
Puerto Montt	Puerto Montt	75,6

En consecuencia, esta heterogeneidad de precios se traduce en una ineficiencia sistémica, donde la energía más barata —producida en el norte— no logra aprovecharse plenamente, ocasionando la pérdida de recursos renovables que podrían contribuir al balance energético nacional.

Producto de la congestión, el mismo informe identifica una serie de problemas estructurales, los cuales pueden agruparse en cinco ejes principales:

- **Insuficiente capacidad de transmisión y concentración en ciertas áreas:** la red actual no garantiza una capacidad adecuada para transportar la electricidad generada en regiones con alto potencial renovable. Esto produce congestiones locales que limitan la integración de nuevos proyectos y, en algunos casos, obligan a instalar generación en zonas no óptimas debido a la falta de capacidad de transmisión en puntos estratégicos.
- **Falta de señales claras para la localización de nuevas inversiones:** la ausencia de mecanismos regulatorios que orienten con precisión dónde y con qué tecnología resulta más eficiente expandir la red genera inversiones descoordinadas o insuficientes. Sin una orientación adecuada, se corre el riesgo de construir infraestructura sobredimensionada en áreas no prioritarias y dejar sin refuerzo zonas críticas para la operación del sistema.

- **Desajuste entre la localización de la generación y la infraestructura existente:** la planificación vigente no considera adecuadamente las ubicaciones reales de las nuevas fuentes renovables, lo que genera desconexiones entre los polos de generación y las líneas troncales de transmisión.
- **Problemas de coordinación entre transmisión y generación distribuida:** la falta de mecanismos claros para vincular la planificación de la transmisión con el desarrollo de generación distribuida o almacenamiento impide una integración ordenada y flexible de los recursos energéticos.

Asimismo, se propone diversas acciones para fortalecer el sistema de transmisión y reducir los efectos de la congestión. Entre ellas, destaca la coordinación entre los planes de expansión de generación y transmisión, con el fin de alinear el crecimiento de la red con el desarrollo de nuevas fuentes renovables. También se plantea agilizar la ejecución de infraestructura clave y mejorar la planificación y priorización de proyectos en zonas estratégicas.

Finalmente, se enfatiza la necesidad de incorporar tecnologías más flexibles, como los sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems), que permitan almacenar y gestionar excedentes energéticos, aliviar los cuellos de botella y favorecer una operación más eficiente y segura del sistema eléctrico nacional.

4.6. Vertimiento energético en Chile

El **vertimiento energético**, también denominado *curtailment*, corresponde a la electricidad generada por centrales ERNC que no puede ser inyectada al SEN debido a limitaciones técnicas o estructurales de la red de transmisión [23]. En términos de la energía solar, este fenómeno surge

por un **exceso de oferta de energía durante las horas solares**, particularmente en las zonas norte y centro del país, donde la generación supera ampliamente la demanda local.

Según [23], el vertimiento se produce porque hay una sobreoferta de generación en determinadas horas del día, especialmente en el norte y centro de Chile, lo que impide que toda la energía producida sea utilizada o transportada hacia otras zonas del sistema. Este exceso se origina, principalmente, por la alta concentración de plantas solares que inyectan simultáneamente grandes volúmenes de energía, en un contexto donde la demanda es relativamente baja.

En la zona norte del país se genera un excedente que los consumidores locales no alcanzan a absorber, situación que se ha ido trasladando progresivamente hacia el centro del sistema. Los especialistas coinciden en que **una de las causas principales del vertimiento es la falta de capacidad de transmisión**, lo que limita el traslado eficiente de la energía desde las zonas generadoras hacia los centros de consumo.

Carlos Finat, exdirector ejecutivo de ACERA, ha señalado que Chile enfrenta un **déficit estructural en infraestructura de transmisión**, lo que ha retrasado la conexión de nuevas líneas entre 5 y 10 años respecto de lo necesario. A modo de ejemplo, proyectos como la **línea Kimal–Lo Aguirre** (zona norte de Chile), fundamentales para el transporte de energía desde el norte hacia la zona central, aún se encuentran en fase de proyección y no operarán antes de 2030.

El rápido aumento en la capacidad instalada de tecnologías solares —que ya supera los **11.000 MW**— ha intensificado el problema, ya que este crecimiento supera ampliamente la tasa de expansión de la demanda eléctrica nacional. Mientras la demanda crece en torno a un **2 % anual**, la capacidad solar lo hace a un ritmo cercano al **22 %**, generando una brecha significativa entre producción y consumo efectivo.

En línea con lo anterior, Rojas afirmó que “esto significa que toda la nueva generación solar

del año fue ‘perdida’ debido a la falta de crecimiento de demanda eléctrica, especialmente en la zona norte del sistema eléctrico donde se han ubicado el 61 % de la nueva capacidad solar este último año, además de las consabidas limitaciones del sistema de transmisión y a ciertas inflexibilidades de la operación térmica” [24]. Esta declaración refuerza la idea de que el vertimiento no solo responde a un aumento acelerado de la capacidad solar, sino también a un desajuste estructural entre generación, demanda y capacidad de transporte, situación que explica la magnitud del fenómeno observado en la macrozona norte.

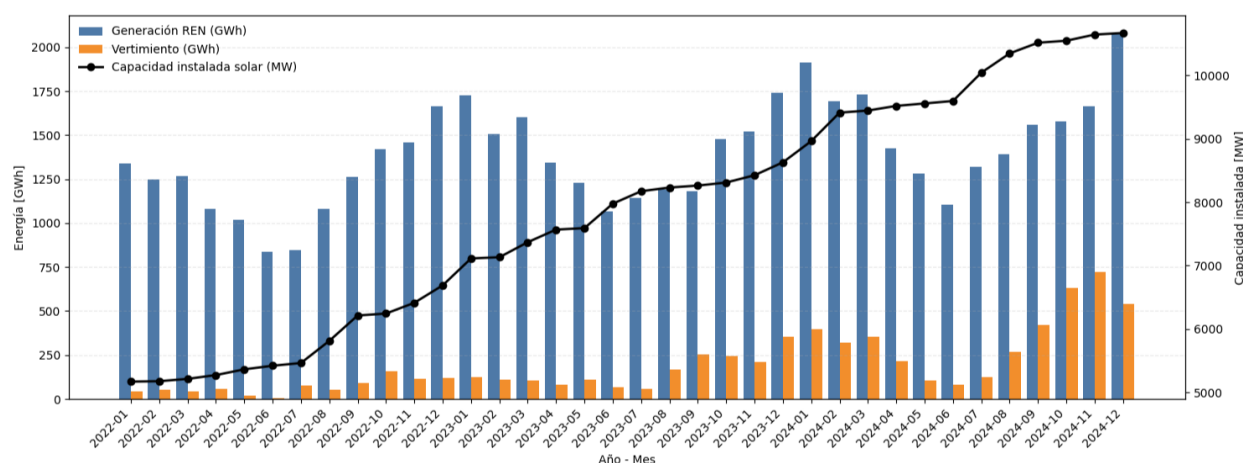


Figura 6: Relación entre inyección solar, vertimiento y capacidad instalada solar en Chile (2022–2024).

El comportamiento conjunto de estas variables permite comprender con mayor claridad la dinámica que ha llevado al aumento sostenido del vertimiento solar en los últimos años. Por un lado, la capacidad instalada solar ha registrado un crecimiento acelerado, aproximándose a los 11.000 MW y manteniendo una trayectoria ascendente continua, tal como se observa en la Figura 6. El incremento responde a la entrada en operación de numerosos parques fotovoltaicos a gran escala, particularmente en las regiones del norte del país, donde las condiciones de irradiancia son excepcionales y los costos de generación resultan altamente competitivos.

En paralelo, la inyección de energía solar también ha aumentado de forma significativa,

acompañando la expansión de capacidad y reflejando la alta disponibilidad de recursos solares durante gran parte del año. Sin embargo, este crecimiento no ha sido proporcional al ritmo de aumento del vertimiento. Mientras la generación efectiva ha mostrado variaciones anuales moderadas, el vertimiento lo ha hecho de manera mucho más pronunciada, ampliando la diferencia entre ambas curvas a lo largo del periodo analizado.

La divergencia entre estas tres variables refleja un fenómeno estructural: mientras la capacidad y la generación solar crecen, impulsadas por la incorporación de nuevos proyectos, el sistema no ha aumentado su capacidad para transportar o aprovechar esa energía al mismo ritmo. Así, la brecha entre la energía que se produce y la que efectivamente se utiliza se ha ido ampliando, lo que explica el incremento acelerado del vertimiento.

De igual forma, el aumento del vertimiento energético tiene diversas implicancias operativas y económicas. En primer lugar, genera una pérdida directa de energía renovable, al impedir el aprovechamiento total de la generación solar y eólica disponible. Según el CEN, durante 2024 se registraron 5.908,71 GWh de energía vertida proveniente de todas las fuentes renovables, cifra que representa un aumento del 140 % respecto del año 2023, cuando las pérdidas alcanzaron 2.375,86 GWh [24].

Del total del vertimiento registrado durante el año 2024, 71 % corresponde exclusivamente a la energía solar generada principalmente en el norte del país, y considerando su evolución mensual, replica el mismo comportamiento, alcanzando valores mensuales superiores a los 700 GWh, muy por encima de los niveles observados en años anteriores, consolidando así el mayor registro histórico para la nación.

Tal como se observa en la Tabla 1, entre 2022 y 2024 los niveles de vertimiento exhiben un aumento progresivo, con picos significativamente altos en los meses de mayor irradiancia.

Tabla 2: Vertimiento mensual por año (2022–2024).

Mes / Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total [GWh]
2022	43.4	52.4	43.2	56.3	20.4	34.6	76.1	53.8	90.0	157.2	114.5	119.1	829.8
2023	123.3	108.3	106.8	82.7	109.2	67.8	57.1	169.2	254.9	244.5	209.4	356.5	1889.7
2024	398.1	320.2	353.5	217.1	107.1	82.0	122.5	270.2	423.4	631.6	721.6	542.2	4189.5
Total	564.8	480.9	503.5	356.1	236.7	153.2	255.7	493.2	768.3	1033.3	1045.5	1017.8	6909.0

La especialista Suazo señala que este fenómeno ya no es aislado, sino **sistémico**, pues el país continúa requiriendo que las centrales térmicas permanezcan operativas por motivos de seguridad, incluso cuando las energías renovables podrían abastecer la demanda. Esta rigidez técnica limita la flexibilidad del sistema, desplazando parte de la generación solar en momentos de alta producción [23].

El vertimiento también tiene repercusiones económicas relevantes. Cada unidad de energía que no logra inyectarse al sistema representa un costo para las empresas generadoras, que deben asumir la pérdida de ingresos asociados a esa producción.

En términos regulatorios, la energía renovable que es restringida, al presentar costo marginal igual a cero, debe ser reemplazada por generación térmica o hidráulica, tecnologías que operan con costos mayores. Esto implica que **el sistema eléctrico en su conjunto absorbe este costo adicional**, el cual puede finalmente trasladarse, de manera indirecta, a los usuarios finales [42].

En algunos países, los mercados eléctricos consideran esquemas para compensar parcialmente a los generadores por la energía que no pudieron inyectar debido a restricciones del sistema. En Chile, sin embargo, no existe un mecanismo de compensación explícito, por lo que el impacto económico recae principalmente sobre los productores renovables.

Diversos especialistas del sector coinciden en que existen múltiples medidas orientadas a reducir los niveles de vertimiento, especialmente en el caso de la energía solar. Una de las líneas de

acción más relevantes corresponde al aumento de la flexibilidad del sistema de transmisión, lo que requiere modernizar infraestructura e incorporar automatismos de control capaces de gestionar de manera más eficiente los flujos energéticos en tiempo real [23].. Este tipo de herramientas permite realizar ajustes dinámicos frente a variaciones súbitas de generación o demanda, reduciendo la probabilidad de congestión en puntos críticos del sistema eléctrico.

Por otra parte, expertos del área han señalado la necesidad de revisar y auditar los parámetros técnicos de las centrales de combustibles fósiles, particularmente aquellos asociados a los *mínimos técnicos*, es decir, el nivel mínimo de potencia que una central térmica debe mantener mientras se encuentra operativa [23]..

Además de estas medidas, existen alternativas adicionales con alto potencial para enfrentar el aumento del vertimiento renovable, orientadas principalmente a evitar que la energía disponible sea desperdiciada. En este ámbito destacan los **sistemas de almacenamiento de energía**, los cuales permiten almacenar la energía proveniente de fuentes renovables que no puede ser inyectada al sistema, evitando su pérdida [23].. Estos sistemas no solo contribuyen a utilizar de manera más eficiente la energía disponible, sino que también pueden integrarse en la infraestructura de transmisión para optimizar su operación y mejorar la gestión de los excedentes renovables.

4.6.1. Metodología oficial del Coordinador Eléctrico para determinar el vertimiento

La determinación del vertimiento en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) responde a un proceso formal establecido por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). El vertimiento se materializa cuando el Coordinador instruye a las plantas solares a reducir su nivel de generación, debido a que la capacidad de transmisión no es suficiente para evacuar toda la energía disponible, con el propósito de mantener una operación segura y económica.

Con el fin de normar y transparentar este proceso, el mecanismo que aplica el CEN se encuentra detallado en la *Guía Técnica CDC N° 1-2024: “Cálculo Prorrata de Generación en Centrales con Igual Costo Variable”* [25], documento oficial que regula cómo se determinan los ajustes de generación cuando existe más energía disponible de la que el sistema puede aceptar o transportar.

La guía establece la metodología de cálculo utilizada por el Centro de Despacho y Control (CDC) del CEN en la Operación en Tiempo Real (OTR). El objetivo es ajustar la generación cuando no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de las unidades con igual costo variable (habitualmente, las plantas solares con costo marginal igual a cero). En estos casos, la generación disponible debe **reducirse prorrateadamente** hasta alcanzar el nivel máximo de energía que el sistema puede recibir en esa condición operativa.

Para ejecutar los ajustes, el CDC utiliza una herramienta desarrollada en *Microsoft Excel*, conectada directamente con la plataforma *PI Data Link*, de uso propio del CDC. Esta obtiene en tiempo real:

- La generación actual de cada unidad participante.
- La potencia disponible.
- La colocación total actual y la colocación total máxima permitida por el sistema.

La herramienta permite seleccionar zonas de desacople, modelar nuevas zonas, actualizar el estado operativo de las unidades que participan en la prorrata y registrar los parámetros utilizados en cada cálculo.

El ajuste se determina cuando existe una diferencia entre la **colocación máxima posible** y la **generación disponible** de las unidades con igual costo variable. El CDC monitorea continua-

mente la demanda, la generación disponible y los parámetros del sistema para determinar cuándo es necesario reducir generación ERNC.

Cada vez que el CDC detecta la necesidad de realizar un ajuste, ejecuta los siguientes pasos:

1. Se verifica y actualiza la información técnica de todas las unidades (potencia máxima, potencia disponible, entre otras variables).
2. Se determina si el ajuste será sistémico (a nivel nacional) o local (en una zona congestionada).
3. Se identifican las unidades participantes en el ajuste y se extrae su información en tiempo real: generación actual, potencia disponible y colocación actual.

Así, la herramienta determina el **máximo total de generación** con igual costo variable que puede inyectarse sin comprometer la seguridad del sistema. Este valor se ingresa como dato de entrada, para continuar la rutina que asigna la reducción correspondiente a cada unidad, donde:

i) Cálculo de la suma de potencias máximas disponibles en el instante

$$\sum P_{\max}$$

ii) Determinación del factor de prorrata

$$F_{\text{prorrata},i} = \frac{P_{\max,i}}{\sum_j P_{\max,j}}$$

Este factor representa la proporción en que cada unidad debe contribuir a la reducción de generación.

iii) Cálculo del punto de operación

$$\text{Punto de operación}_i = (\text{Colocación Total}) \times F_{\text{prorrata},i}$$

La herramienta revisa si cada unidad tiene suficiente recurso disponible para alcanzar su punto de operación. Si no es posible, la rutina fija su generación en el máximo permitido y reparte la diferencia entre las unidades restantes. El proceso es iterativo hasta que la colocación total se alcanza.

Finalmente, pasa al punto de evaluación operacional, donde se realiza la validación y ejecución de lo gestado.

Una vez completado el cálculo y ejecutada la acción, la herramienta genera automáticamente una lista de consignas, que contiene los puntos de operación instruidos a cada unidad generadora.

4.7. Sistemas de almacenamiento BESS

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías —conocidos por sus siglas en inglés **BESS (Battery Energy Storage Systems)**— corresponden a instalaciones diseñadas para almacenar la energía eléctrica producida por plantas de generación y ponerlas a disposición en momentos de necesidad cuando el sistema lo requiere [26]. En su definición más general, un BESS es un equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, térmica, potencial, entre otras) y luego inyectarla nuevamente a la red, contribuyendo a la seguridad, suficiencia y eficiencia económica del sistema eléctrico [27].

En Chile, esta definición se encuentra recogida en la Ley 21.505 sobre Almacenamiento y Electromovilidad [28], así como en las normativas recientes que actualizan el marco regulatorio

aplicable a los sistemas de almacenamiento y a la generación híbrida.

Las BESS se componen principalmente de módulos de baterías, los cuales pueden instalarse individualmente o en grandes agrupaciones. Estos sistemas incluyen además:

- **Inversores**, encargados de convertir la corriente continua (DC) de las baterías en corriente alterna (AC) compatible con la red eléctrica.
- **Transformadores**, que adecuan los niveles de tensión para permitir la conexión al sistema eléctrico.
- **Sistemas auxiliares**, tales como climatización, refrigeración y extinción de incendios, necesarios para garantizar la seguridad y estabilidad de la operación [26].

La mayoría de las BESS actualmente operativos utiliza baterías de ion-litio, debido a su alta densidad energética, eficiencia, estabilidad operativa y bajos requerimientos de mantenimiento. Este tipo de tecnología permite capturar energía desde diversas fuentes —en particular desde las Energías Renovables Variables, como la solar— y almacenarla para su uso posterior.

Los sistemas BESS operan mediante procesos electroquímicos capaces de acumular energía en forma de reacciones químicas reversibles. En términos simples:

1. **Carga:**

Durante periodos de alta generación renovable o baja demanda, el sistema almacena electricidad al activar procesos internos que desplazan cargas eléctricas dentro de los electrolitos de la batería.

2. **Descarga:**

Cuando la demanda aumenta o la generación renovable disminuye, los sistemas BESS libera

la energía almacenada hacia la red eléctrica siguiendo el flujo inverso del proceso de carga [5].

Este mecanismo permite disponer energía en los momentos en que es más necesaria, independientemente de la variabilidad propia de la generación renovable.

Una ventaja clave del almacenamiento en baterías es que no requiere condiciones específicas de ubicación, como presas de agua o cavernas naturales, lo que facilita su instalación en zonas industriales, parques solares o subestaciones eléctricas [5].

Otra ventaja, las BESS permiten reducir los picos de demanda mediante la gestión y el equilibrio de las cargas eléctricas entre las horas de mayor consumo y los periodos de menor actividad. Al almacenar energía cuando la demanda es baja —y, por tanto, los precios son más reducidos— y liberarla durante las horas punta, contribuyen a suavizar la curva de consumo, disminuir los costos eléctricos para los usuarios y evitar sobrecargas en la red.

Además, las BESS ofrecen un aporte fundamental al poder regular la frecuencia en la red, asegurándose que ésta se encuentre dentro del rango requerido. Esto es importante debido a que, si la cantidad de energía que se genera no está equilibrada con la demanda de electricidad real, la frecuencia puede exceder o caer por debajo de su valor nominal, pudiendo ocasionar desconexiones temporales, cortes de energía o apagones. En estas situaciones, las BESS reaccionar inmediatamente a las interrupciones de energía desconectándose de la red, protegiendo maquinaria que es sensible a variaciones en el voltaje [5].

4.7.1. Regulación y desarrollo de los BESS en Chile

El marco regulatorio chileno ha incorporado progresivamente normas que permiten y fomentan la instalación de sistemas BESS en el Sistema Eléctrico Nacional. Entre los avances más relevantes destacan:

La Ley 20.936 (2016) introdujo formalmente el concepto de almacenamiento de energía al sistema eléctrico. Posteriormente, la Ley 21.505 (2022) lo incorporó explícitamente al mercado de capacidad [28], permitiendo que los BESS participen en el pago por suficiencia bajo dos categorías:

- **Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE):** retiran energía desde la red y la inyectan posteriormente, y
- **Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento (CRCA):** plantas híbridas fotovoltaicas más baterías que integran generación y almacenamiento bajo un mismo punto de conexión [29].

El Ministerio de Energía propuso en 2024 una modificación del reglamento de conexión para los PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuido), introduciendo cinco ámbitos claves [30]:

1. Sistemas de monitoreo y control.
2. Operación en tiempo real.
3. Reglas de recortes e inyecciones.
4. Integración del almacenamiento a la operación PMGD.
5. Nuevo mecanismo tarifario para estabilización de precios.

Estas modificaciones buscan permitir que los PMGD incorporen BESS y participen de forma más eficiente en los mercados eléctricos.

A julio de 2024, el desarrollo de sistemas BESS en Chile muestra un crecimiento acelerado que refleja su incorporación progresiva al sistema eléctrico nacional. En esta fecha, el país contaba con 738 MW de capacidad operativa o en fase de puesta en servicio, equivalentes a 4,02 horas de almacenamiento promedio, lo que evidencia un aumento sostenido respecto de años anteriores. Las proyecciones indican que hacia fines de 2024 la capacidad instalada superará los 1.100 MW, con una duración media estimada de 3,88 horas [27], consolidando así la expansión de esta tecnología en diversas regiones del país.

De manera paralela, la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA) reportaba para julio de 2024 que existen más de 14 GW en proyectos BESS en distintas etapas de evaluación y tramitación ambiental [31], cifra que posiciona a Chile entre los mercados más dinámicos y con mayor potencial de crecimiento para los sistemas de almacenamiento a nivel mundial.

El acelerado crecimiento de la energía solar en el norte del país ha incrementado de manera significativa la necesidad de contar con sistemas capaces de gestionar los excedentes de generación y reducir los niveles de vertimiento. En este escenario, los sistemas BESS se han consolidado como una solución clave, ya que permiten **absorber la energía disponible durante las horas solares**, responden con gran rapidez a los requerimientos operativos del sistema y contribuyen de forma directa a mantener la **estabilidad de frecuencia**, favoreciendo así un suministro más seguro y confiable.

4.8. Energía solar en la región de Tarapacá

La Región de Tarapacá se ubica en el extremo norte de Chile, a más de 1.800 km de la capital. Posee una superficie de 42.225,8 km² (aprox. 5,6 % del territorio nacional) y se organiza administrativamente en dos provincias —Iquique (capital regional) y Tamarugal— y siete comunas: Iquique, Alto Hospicio, Pozo Almonte, Huara, Colchane, Pica y Camiña.

Limita al norte con Arica y Parinacota, al este con Bolivia y al oeste con el Océano Pacífico. Se caracteriza por su clima hiperárido, con mínimas precipitaciones, gran amplitud térmica y cielos despejados durante la mayor parte del año. Estas condiciones hacen de Tarapacá una de las zonas más secas y soleadas del planeta, lo que resulta determinante para el aprovechamiento energético del recurso solar.

Su economía se sustenta principalmente en la extracción de recursos naturales, en especial minería (metálica y no metálica), además de la producción de sales. La actividad minera y la generación eléctrica figuran entre las principales fuentes de emisiones atmosféricas regionales, junto con las operaciones portuarias y urbanas de Iquique y Alto Hospicio [32].

La Región de Tarapacá se posiciona como una de las zonas con mayor potencial solar del norte de Chile, junto a Antofagasta y Atacama. El territorio presenta índices de radiación global horizontal promedio entre 6 y 9 kWh/m²/día, alcanzando valores superiores a 9 kWh/m²/día entre los meses de octubre y diciembre, y valores mínimos cercanos a 5 kWh/m²/día durante el invierno, como lo describe la Figura 7.

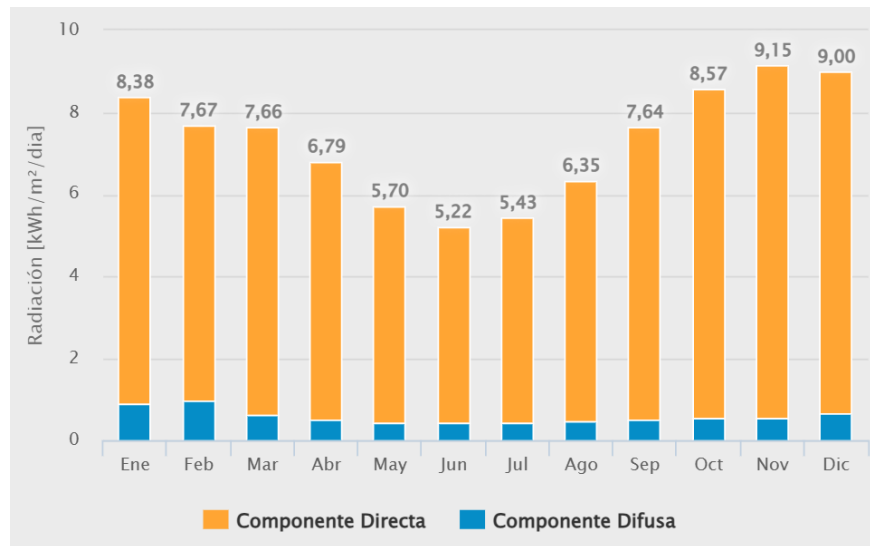


Figura 7: Radiación Global Horizontal obtenida desde la plataforma interactiva Explorador Solar del Ministerio de Energía de Chile [33]

El clima árido y seco, junto con los bajos niveles de ensuciamiento (soiling), favorece el mantenimiento de los paneles solares y reduce pérdidas por polvo o humedad, mejorando la eficiencia operativa de las plantas fotovoltaicas [34]. Además, las amplias extensiones de terreno plano presentes en la Provincia del Tamarugal ofrecen condiciones óptimas para la instalación de nuevos proyectos y para el desarrollo de tecnologías asociadas, como el almacenamiento térmico en sales fundidas, la concentración solar de potencia e incluso el hidrógeno verde [35].

De acuerdo con estimaciones técnicas, solo el 1 % del territorio de la Provincia del Tamarugal podría abastecer la demanda eléctrica total del país, lo que refleja la magnitud del recurso solar disponible [36]. Esta potencialidad convierte a Tarapacá en un referente energético dentro del norte grande, destacando por su combinación de irradiancia, estabilidad climática y disponibilidad territorial.

4.8.1. Condiciones operacionales actuales de la Región de Tarapacá

La Región de Tarapacá cuenta con una infraestructura energética diversa, aunque de escala moderada en comparación con otras zonas del norte del país. Actualmente, la región dispone de **cuatro centrales hidroeléctricas, cuatro centrales térmicas y diez plantas de generación fotovoltaica**, además de un conjunto de **subestaciones eléctricas** distribuidas estratégicamente a lo largo del territorio e ilustradas en la Figura 8.



Figura 8: Localización de centrales y subestaciones en Tarapacá [37].

A pesar de su alto potencial solar, la Región de Tarapacá presenta una capacidad instalada fotovoltaica significativamente menor en comparación con las regiones vecinas de Antofagasta y Atacama, las cuales concentran la mayor parte de la generación solar del país.

En la actualidad, Tarapacá alcanza una capacidad total de aproximadamente 536 MW, de los cuales 495 MW corresponden a instalaciones solares fotovoltaicas. Este valor sitúa a la región

en un rango de desarrollo intermedio dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), pero con un margen considerable de crecimiento si se considera la calidad del recurso disponible.

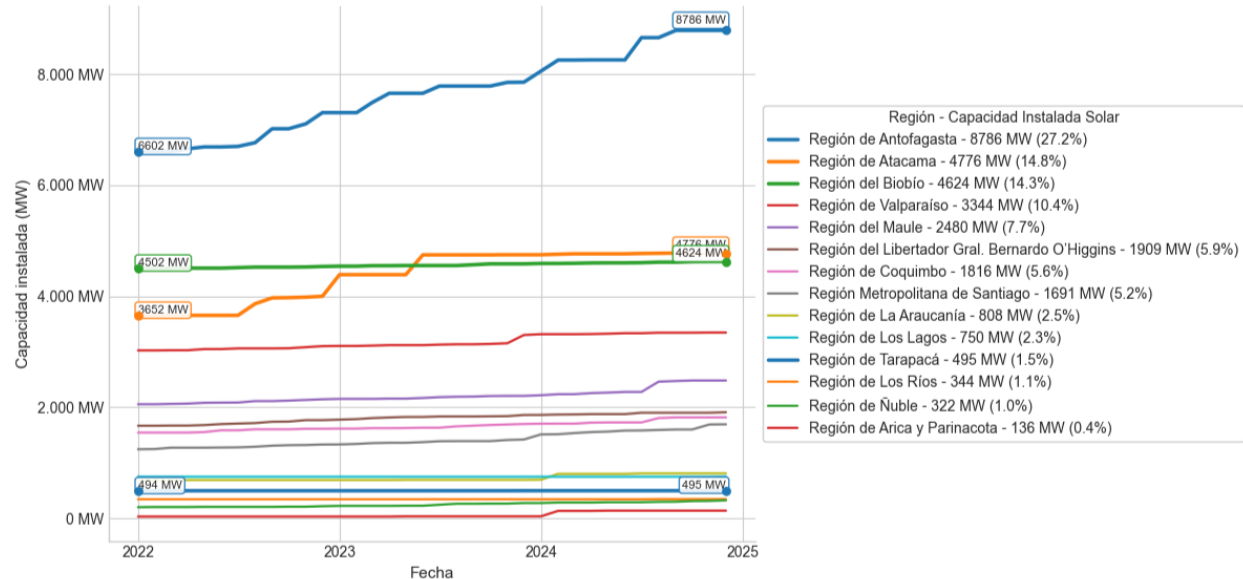


Figura 9: Evolución de la capacidad instalada solar por región (2022–2025).

La comparación regional evidencia en la Figura 9, mientras Antofagasta supera los 8.700 MW y Atacama los 4.700 MW, Tarapacá apenas alcanza los 495 MW, representando menos del 1,5 % de la capacidad solar nacional.

Si bien no existe un detalle oficial específico sobre la extensión del sistema de transmisión de la región, los antecedentes disponibles para el sistema del norte grande, que abarca Arica y Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, indican una extensión aproximada de 980 km lineales [3].

En esta macrozona predomina la infraestructura de **líneas de 220 kV**, mientras que las de **500 kV** poseen una presencia más acotada como lo muestra los gráficos de la Figura 10. Esta configuración limita parcialmente la evacuación de energía desde las zonas interiores, donde se concentran la mayoría de los proyectos solares, hacia los centros de consumo ubicados en el sur de la región y en el sistema troncal.

Esta situación ha generado **cuellos de botella estructurales** que restringen el flujo eficiente de energía, especialmente durante las horas de mayor generación fotovoltaica. Como consecuencia, se ve afectada la **capacidad efectiva de inyección** y, en algunos casos, se producen vertimientos de energía.

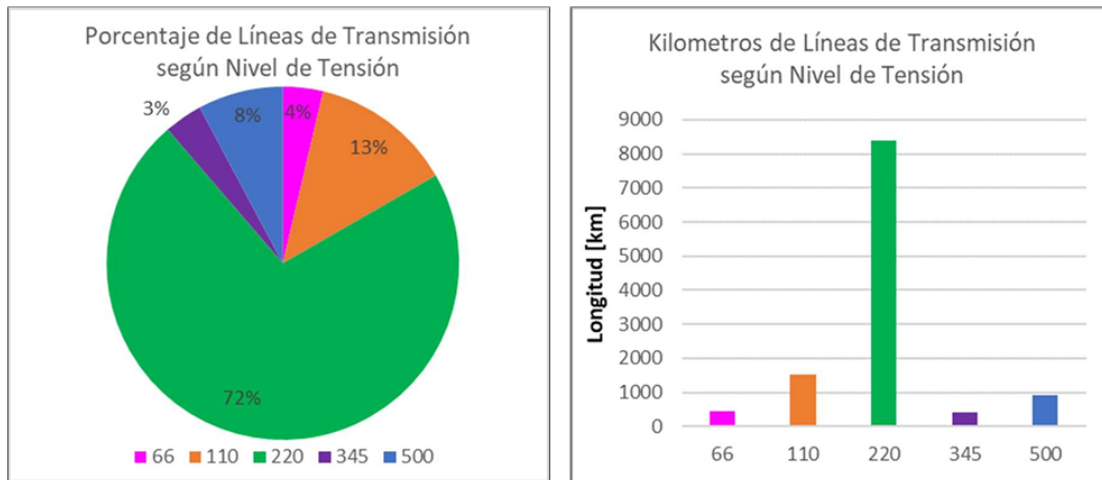


Figura 10: Composición de las líneas de transmisión en el sistema Arica–Diego de Almagro, correspondiente al norte grande [3].

El análisis de la generación solar muestra que, entre 2022 y 2024, la participación de Tarapacá dentro de la generación nacional ha tendido a disminuir, pese a su notable potencial solar. En 2022, la región aportó 1.101,72 GWh al sistema, equivalente al 7,6 % de la generación solar nacional; en 2023, la cifra descendió a 943,91 GWh (5,7 %), y en 2024 alcanzó 870,37 GWh (4,7 %).

Esta reducción no refleja una pérdida de capacidad productiva, sino más bien el crecimiento acelerado de la generación solar en otras regiones del norte grande, junto con las limitaciones de transmisión que restringen la evacuación de energía desde Tarapacá hacia el resto del sistema.

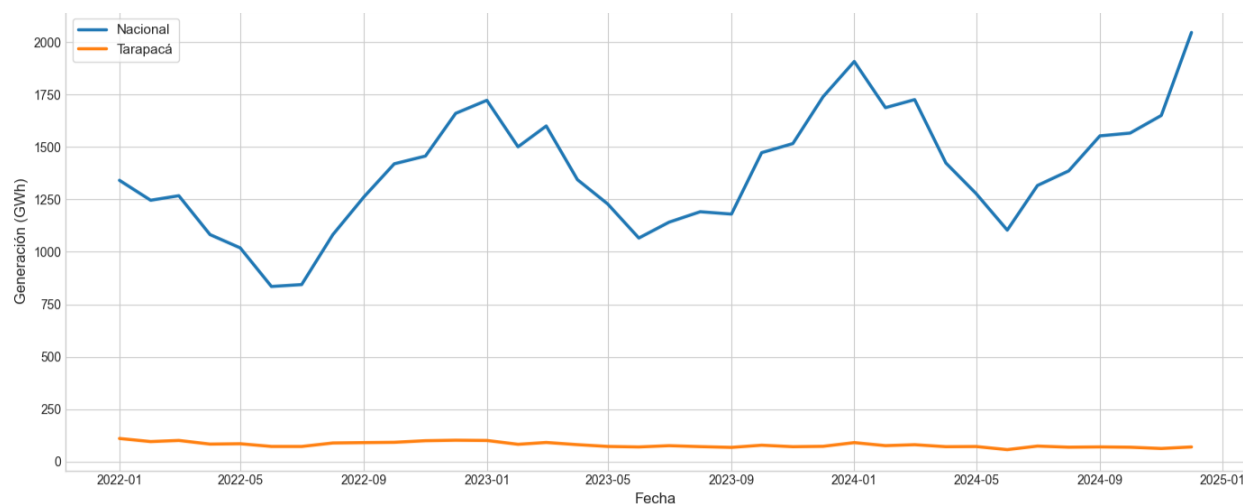


Figura 11: Generación solar mensual de Chile y Tarapacá (2022–2024).

Tabla 3: Participación de la Región de Tarapacá en la generación solar nacional (2022–2024).

Año	Generación solar nacional [GWh]	Región de Tarapacá [GWh]	Tasa de participación [%]
2022	14 516,98	1 101,72	7,6
2023	16 702,86	943,91	5,7
2024	18 642,13	870,37	4,7

La Tabla 3 presenta la evolución de la participación de la Región de Tarapacá en la generación solar nacional entre los años 2022 y 2024. Se observa una disminución progresiva tanto en los valores absolutos de generación como en su proporción respecto del total nacional. Mientras en 2022 Tarapacá aportaba 1.101,72 GWh, equivalentes al 7,6 % de la generación solar del país, en 2024 esta participación se redujo a 4,7 %. Esta tendencia evidencia un desplazamiento relativo de la contribución regional, asociado al crecimiento de nuevas plantas solares en otras zonas del norte grande y a las restricciones estructurales de transmisión que limitan la evacuación de energía desde Tarapacá hacia el sistema troncal.

4.8.2. Proyectos en desarrollo y cronogramas de entrada

El desarrollo energético proyectado para la Región de Tarapacá evidencia una fuerte expansión de la generación solar y de los sistemas de almacenamiento, coherente con el rol estratégico que la región cumple dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). De acuerdo con los reportes mensuales de la Comisión Nacional de Energía (CNE), contenidos en el documento *Reporte de Proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía* emitidos entre 2023 y 2024 [38]. Tarapacá presenta un conjunto significativo de proyectos en etapa de construcción, aprobación o cierre administrativo, que en conjunto consolidan la tendencia de crecimiento de infraestructura fotovoltaica y almacenamiento BESS a nivel regional, listados en las Tablas 4 y 5, y su evolución en la Figura 12:

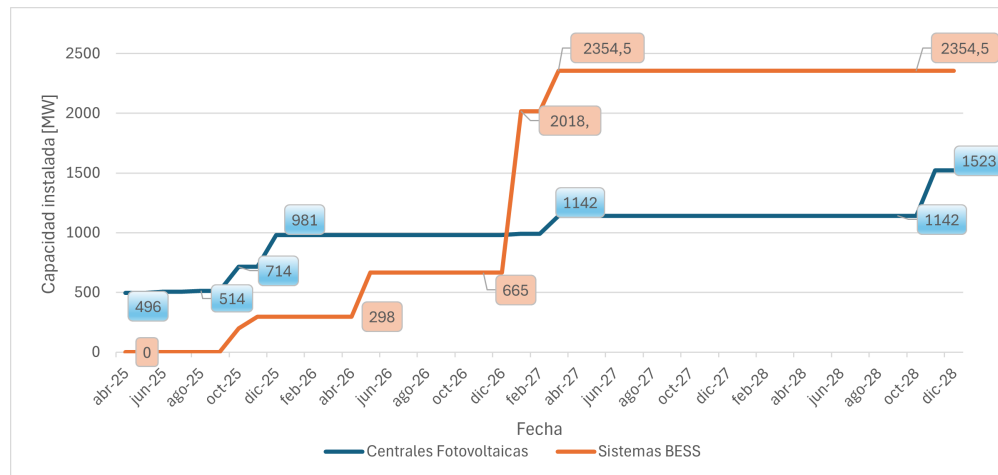


Figura 12: Evolución proyectada de capacidad instalada fotovoltaica y BESS en la Región de Tarapacá (2025–2028)[38].

Tabla 4: Proyectos de generación fotovoltaica en Tarapacá.

Estado del Proyecto	Tipo	Nombre del Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha de conexión
En construcción	PMGD	Parque Fotovoltaico Andrómeda	9	Jun-2025
	Gran central	Parque Fotovoltaico Víctor Jara	200	Oct-2025
	PMGD	Planta Fotovoltaica Buenaventura	9	Ago-2025
	Gran central	Parque Fotovoltaico Aurora Solar	187	Dic-2025
	Gran central	Parque Fotovoltaico Qanqiña	84	Dic-2025
Aprobados	Gran central	Parque Fotovoltaico con Almacenamiento Tamarindo	168	Ene-2027
	Gran central	Ex Parque Solar Fotovoltaico Tirana Oeste	303	Mar-2027
	Gran central	Parque Fotovoltaico Llanos del Sol	381.8	Nov-2028

Tabla 5: Proyectos de almacenamiento BESS en Tarapacá.

Nombre del Proyecto BESS	Capacidad (MW)	Duración (horas)	Fecha de Conexión
BESS Víctor Jara	200	6,5	Oct-2025
BESS Huatacondo	98	5	Nov-2025
BESS Granja Solar	105	4	Feb-2026
BESS Aurora Solar	180	5	May-2026
BESS Estela	187	5	May-2026
BESS Tarapacá	336	4	Mar-2027
BESS Tambillo	442	6	Ene-2027
BESS Halcón 20	300	5	Ene-2027
BESS Llanos del Sol	531	5	Ene-2027
BESS PFV Qanqña	80	6	Ene-2027

La evolución conjunta de los proyectos en construcción y aprobados permite visualizar un incremento significativo en la capacidad instalada regional. En el caso de las centrales fotovoltaicas, la región incorporará en torno a 1.500 MW adicionales hacia finales de 2028, considerando tanto PMGD como grandes centrales solares. Paralelamente, los sistemas BESS presentan un desarrollo aún más acelerado, con más de 2.300 MW de almacenamiento que se espera entren en operación durante el mismo periodo.

Es importante considerar que, debido a la falta de información técnica específica de algunas centrales —como la duración de almacenamiento de ciertos BESS o las fechas exactas de conexión—, no fue posible incorporarlas en su totalidad en las proyecciones operativas. De igual manera, algunos proyectos presentan cronogramas estimados debido a que la información oficial publicada por la CNE no especifica fechas definitivas de puesta en servicio. No obstante, se optó por estimar estas fechas en base al comportamiento histórico de los reportes mensuales y los plazos típicos de construcción de proyectos de similar envergadura en el país. Esta metodología permite construir una proyección razonable del crecimiento regional, aun cuando ciertos valores se encuentren sujetos a ajustes futuros.

Adicional a lo anterior, según los registros disponibles hasta diciembre de 2024, no se proyectan nuevas líneas de transmisión para la Región de Tarapacá en los próximos años. En la práctica, esto significa que la región seguirá operando con la misma infraestructura eléctrica que posee actualmente, sin refuerzos ni ampliaciones que acompañen el fuerte crecimiento esperado en generación solar y sistemas BESS.

Esta ausencia de proyectos de transmisión deja en evidencia que toda la nueva capacidad instalada deberá integrarse utilizando la red existente, lo que podría aumentar los desafíos para evacuar la energía en periodos de alta producción renovable.

Finalmente, es importante mencionar que la elección de la región de Tarapacá como área de desarrollo del modelo responde tanto a criterios técnicos como metodológicos. Desde el punto de vista territorial, la región presenta una configuración geográfica simple y bien delimitada, lo que facilita el análisis y la simulación del comportamiento de sus unidades de generación. Asimismo, el número acotado de centrales fotovoltaicas y BESS proyectados permite realizar un seguimiento detallado de su incorporación, modelar adecuadamente su interacción con el sistema y evaluar con precisión el impacto de estas tecnologías en los niveles de vertimiento y en la disponibilidad de energía renovable efectiva. Estas características convierten a Tarapacá en una zona idónea para el análisis de la integración progresiva de diversos sistemas y su reacción respecto al vertimiento.

5. Metodología

El presente estudio se enmarca dentro de una investigación cuantitativa de carácter descriptivo y proyectivo, orientada a analizar el comportamiento histórico del vertimiento solar en la Región de Tarapacá, proyectar su evolución futura considerando su expansión fotovoltaica e incorporación de sistemas BESS, y evaluar los impactos técnico-operativos y económicos asociados.

El enfoque metodológico utilizado se sustenta en el análisis de datos numéricos, series de tiempo y modelación conceptual, lo que permite caracterizar patrones temporales, estimar tendencias esperadas y comparar el desempeño del sistema eléctrico regional en escenarios con y sin almacenamiento. Este enfoque resulta adecuado para comprender cómo la creciente penetración de generación solar y la entrada de sistemas BESS influyen en la operación eléctrica de la región, proporcionando una base analítica sólida para dimensionar las implicancias futuras del fenómeno. A partir de estos elementos, la metodología se organiza en etapas que abarcan la recopilación y procesamiento de datos, la construcción del modelo conceptual, la elaboración de escenarios proyectados y la evaluación integral de los resultados.

5.1. Análisis histórico del vertimiento solar en la región de Tarapacá

Para analizar la evolución histórica del vertimiento solar en la Región de Tarapacá durante el período 2022–2024, considerando su comportamiento mensual, anual y horario, se desarrolló una metodología basada en la recopilación de datos oficiales, la construcción de series de tiempo y la elaboración de indicadores descriptivos que permitieran caracterizar con precisión la magnitud y la dinámica temporal del vertimiento energético en la región.

5.1.1. Construcción y procesamiento de la base de datos

Los datos utilizados para este análisis provienen de registros oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional, los cuales incluyen mediciones horarias de generación solar y energía vertida para todas las centrales fotovoltaicas ubicadas en la Región de Tarapacá. A partir de dichos registros se construyó una base de datos consolidada en formato de series de tiempo, organizada con una granularidad horaria para los años 2022, 2023 y 2024. Ambas bases se encuentran desagregadas por central generadora, registrando para cada una la energía solar efectivamente inyectada y la energía vertida en cada hora del horizonte temporal de estudio.

Debido a que los datos se presentan a nivel de central y no por región, fue necesario realizar un proceso de localización geográfica. Para ello, se identificó la ubicación de cada instalación fotovoltaica utilizando la información pública proporcionada por el Coordinador, lo que permitió asignar a cada central la región administrativa correspondiente. Con esta clasificación regional se filtraron posteriormente todas aquellas centrales pertenecientes a la Región de Tarapacá, permitiendo consolidar una base de datos específica y representativa del comportamiento solar en dicha zona.

Los datos originales fueron procesados en Python, lo que implicó:

- La depuración de registros incompletos o inconsistentes.
- La estandarización del formato temporal (timestamp hora–mes–año) .
- Construcción de series de tiempo horarias, mensuales y anuales de cada variable.
- Construcción de base de datos que conforma la información completa de la región.

Este proceso permitió obtener una estructura de datos homogénea y trazable, apta para el análisis temporal y la representación gráfica.

5.1.2. Análisis horario, mensual y anual del vertimiento en la región de Tarapacá

Con el propósito de comprender cómo evoluciona el vertimiento solar a lo largo del año, se realizó un análisis mensual sistemático que permitió identificar patrones estacionales y variaciones estructurales entre 2022 y 2024. Este análisis se enfocó en examinar cómo fluctúan los niveles de vertimiento entre meses, observando tanto su progresión temporal como los periodos del año en los que el fenómeno adquiere mayor relevancia.

Complementando el análisis mensual, se examinó la distribución horaria del vertimiento solar en la Región de Tarapacá, y se desarrolló un análisis intradiario que permitió caracterizar la distribución horaria del fenómeno. Este análisis buscó identificar las horas críticas en las que se concentra la mayor magnitud de energía no inyectada, así como posibles cambios estructurales entre los años del período de estudio.

Para ello, se examinaron patrones recurrentes en la relación entre generación solar y capacidad de absorción del sistema durante las distintas horas del día. El enfoque adaptado permite reconocer la distribución no uniforme del vertimiento y su intensificación en ciertas horas.

Finalmente, se desarrolló un análisis comparativo entre los tres años del período de estudio para evaluar cómo ha cambiado la magnitud, dispersión y frecuencia de los episodios de vertimiento solar. El objetivo fue determinar si el fenómeno se ha intensificado en el tiempo y evaluar la consistencia de sus patrones horarios y estacionales.

En síntesis, el conjunto de análisis mensuales, horarios y anuales permitió caracterizar de manera integral la dinámica del vertimiento solar en la Región de Tarapacá durante el período

2022–2024. Esta caracterización no solo entrega una visión detallada del comportamiento histórico del fenómeno, sino que también establece un diagnóstico sólido sobre las condiciones operacionales actuales de la zona de estudio.

5.2. Diseño general del modelo

Para cuantificar el fenómeno de vertimiento energético se definieron un conjunto de parámetros base, calculadas a nivel horario y para cada central de generación solar.

■ Inyección medida:

Se define la energía efectivamente inyectada al sistema por la central i en la hora τ , denotada como $G_i(\tau)$. Este valor corresponde a la generación registrada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

■ Vertimiento:

El vertimiento se define como la energía que no pudo ser inyectada a la red en la hora τ , aun cuando existía disponibilidad para hacerlo, y se expresa como $V_i(\tau)$. Este dato proviene de los registros oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional.

■ Disponibilidad Potencial :

La Disponibilidad Potencia de la central corresponde a la suma de la inyección medida más el vertimiento, lo cual representa la energía total que la planta podría haber entregado al sistema en condiciones de ausencia de restricciones, para cada central i , de acuerdo con la ecuación (1).

$$D_i(\tau) = G_i(\tau) + V_i(\tau) \tag{1}$$

donde $D_i(\tau)$ refleja la capacidad de generación de las centrales, permitiendo cuantificar la magnitud del vertimiento respecto de lo que efectivamente se podría haber inyectado al sistema.

Para terminos de aclaración del modelo, se definieron los siguientes conjuntos:

- Z : zona de estudio indexadas por z .
- I_z : conjunto de centrales solares pertenecientes a la zona z indexadas por i .
- $T^{\text{hist.}}$: conjunto de horas históricas reales del período 2022–2024, indexado por τ .
- $T^{\text{fut.}}$: conjunto de horas futuras del horizonte de proyección 2025–2028, indexado por t .
- $M = \{1, \dots, 12\}$: conjunto de meses del año, indexado por m .
- $H = \{0, \dots, 23\}$: conjunto de horas del día, indexado por h .
- $T_{m,h}^{\text{hist.}}$ = conjunto de horas históricas que ocurren en el mes m y la hora h .

$$T_{m,h}^{\text{hist.}} = \{ \tau \in T^{\text{hist.}} : \text{mes}(\tau) = m, \text{hora}(\tau) = h \}$$

- $T_{m,h}^{\text{fut.}}$ = conjunto de horas futuras que ocurren en el mes m y la hora h .

$$T_{m,h}^{\text{fut.}} = \{ t \in T^{\text{fut.}} : \text{mes}(t) = m, \text{hora}(t) = h \}$$

Los conjuntos M y H se utilizan tanto para el período histórico como para el período proyectado, ya que representan la estacionalidad mensual y horaria independiente del año.

5.2.1. Determinación de la colocación

En esta etapa se busca identificar el nivel máximo de generación solar que una zona puede **inyectar** a la red en condiciones típicas de operación, lo que denominamos **techo de colocación**

$C_{z,m,h}$. A diferencia de un enfoque que considera un valor plano por período, en este estudio la colocación máxima se estimó de forma diferenciada por hora del día h y mes del año m , con el fin de capturar la estacionalidad y el perfil horario característico de la radiación solar en la zona z .

Para la región de Tarapacá se consideró la inyección solar agregada proveniente de todas las centrales solares registradas en la zona de estudio representada en la ecuación (2). Esta serie refleja directamente la energía que el sistema efectivamente permitió inyectar en cada hora, independiente de señales de mercado como el costo marginal. Por lo tanto, constituye la base empírica para estimar la colocación máxima posible de la inyección de energía solar en la región.

$$G_{z,\tau} = \sum_{i \in I_z} G_{i,\tau} \quad \forall i \in I_z, \quad \forall \tau \in T^{\text{hist}} \quad (2)$$

donde i está en la zona z y $G_{i,\tau}$ es la inyección típica de la central i en mes el periodo $\tau \in T^{\text{hist}}$ y $G_{z,\tau}$ corresponde a la inyección representativa de la zona.

A partir de la serie de inyección de energía solar agregada en la región de Tarapacá, se calculó primero la mediana de la inyección para cada combinación de mes m y hora h . Este paso permite obtener un perfil estacional robusto de la colocación máxima de permitida en la región que reduce el efecto de variaciones intradiarias y valores atípicos. Posteriormente, sobre dicha serie de medianas se aplicó el percentil 95, lo que asegura una estimación robusta del techo de colocación.

De este modo, la colocación máxima estimada para cada mes y hora se expresa de acuerdo con la ecuación (2):

$$C_{z,m,h} = \text{P95}(\text{Mediana}\{G_{z,\tau} : \tau \in T_{m,h}^{\text{hist}}\}) \quad (3)$$

donde $C_{z,m,h}$ corresponde a la colocación máxima para la zona z (Tarapacá) estimada para

la hora h del mes m , y $G_{z,\tau}$ es la inyección solar total percibida en Tarapacá en la hora h del mes m .

La colocación se estructuró como una matriz 12×24 que representa el límite máximo permitido por el sistema en cada combinación mensual–horaria.

A partir de dicha matriz, se calculan residuos definidos como la diferencia entre la generación real observada en ese mes-hora y la colocación típica correspondiente. De esta forma, el residuo captura la variabilidad operativa y del recurso respecto del límite impuesto por el sistema, permitiendo separar el componente estructural (techo de colocación) del componente aleatorio u operativo. Así, los residuos se definen de acuerdo con la ecuación (4):

$$R_{z,\tau} = G_{z,\tau} - C_{z,m,h} \quad \forall m \in M, \quad \forall h \in H \quad (4)$$

$$R_{i,\tau} = D_{i,\tau} - \hat{D}_{i,m,h} \quad \forall m \in M, \quad \forall h \in H \quad (5)$$

donde $R_{z,\tau}$ corresponde a los residuos históricos, $G_{z,\tau}$ la inyección medida agregada determinada en Tarapacá en el instante τ , y $C_{z,m,h}$ corresponde al valor típico de colocación estimada para el mes m , y la hora h .

Dado que para cada combinación de mes m y hora h existen múltiples observaciones históricas provenientes de años distintos, se obtiene un conjunto de residuos asociado a cada par (m, h) . Estos residuos reflejan variaciones asociadas a condiciones meteorológicas, decisiones de operación, ajustes del despacho y restricciones transitorias del sistema, entre otros factores.

Finalmente, para simular la variabilidad futura de la colocación, se utilizó un enfoque de *bootstrap* de residuos históricos, mediante el cual, para cada instante futuro $t \in T^{\text{fut}}$, se selecciona

de manera aleatoria uno de los residuos históricos $R_{z,t}^*$ correspondientes a la misma combinación mensual–horaria (m, t) . De esta forma, cada hora futura incorpora un nivel de variabilidad consistente con el comportamiento observado históricamente en esa franja temporal, manteniendo la estacionalidad del techo de colocación y reproduciendo de manera realista la dispersión operativa del sistema.

Dicho residuo se suma a la colocación base correspondiente, generando así una trayectoria futura que conserva tanto la estacionalidad como la variabilidad propia de la serie observada, según se indica en la ecuación (6).

$$C_{z,t}^{\text{futuro}} = C_{z,m,h} + R_{z,t}^*, \quad \forall z \in Z, \quad \forall t \in T_{m,h}^{\text{fut.}} \quad (6)$$

donde $C_{z,t}^{\text{futuro}}$ corresponde a la colocación solar futura de la zona z en la hora t y mes m de los periodos futuros.

5.2.2. Estimación de la disponibilidad potencial de las centrales solares existentes

El cálculo de la disponibilidad de cada central solar de la zona de estudio, ya existentes y en operación, se realizó aplicando el mismo procedimiento metodológico utilizado para la estimación de la colocación zonal, pero de manera individual para cada planta.

Se consideró la energía efectivamente entregada por cada central i en la región de estudio z , la cual refleja la energía efectivamente entregada por cada una de ellas al sistema en condiciones reales de operación. Esta serie constituye la base empírica para estimar la disponibilidad máxima típica de cada unidad.

A partir de la energía potencial histórica $D_{i,\tau}$, se calculó para cada combinación de mes m

y hora h la mediana de la serie, y posteriormente se aplicó el percentil 95 sobre dichas medianas. lo que permite suavizar variaciones intradiarias y reducir la influencia de valores atípicos. De este modo, la disponibilidad máxima estimada se expresa de acuerdo con la ecuación (7):

$$\hat{D}_{i,m,h} = \text{P95}(\text{Mediana}\{D_{i,\tau} : \tau \in T_{m,h}^{\text{hist.}}\}) \quad (7)$$

donde $\hat{D}_{i,m,h}$ corresponde a la disponibilidad máxima estimada de la central i en la hora h del mes m , y $D_{i,\tau}$ es la potencial disponible de cada central pertenecientes a la zona de estudio z en la hora h del mes m .

Al igual que en el caso de la colocación, se calcularon los residuos históricos $R_{i,t}$ como la diferencia entre la disponibilidad potencial y la disponibilidad típica. Posteriormente, estos residuos se utilizaron en un proceso de *bootstrap*, generando escenarios futuros de disponibilidad que mantienen la estacionalidad horaria y mensual de cada planta, al mismo tiempo que incorpora el factor de variabilidad en el pasado, así permitiendo obtener la disponibilidad futura de cada planta, según la ecuación (8)

$$D_{i,t}^{\text{futuro}} = \hat{D}_{i,m,h} + R_{i,t}^*, \quad \forall i \in I_z, \quad \forall t \in T_{m,h}^{\text{fut.}}, \quad (8)$$

y finalmente la disponibilidad futura agregada $D_{z,t}^{\text{fut}}$ de la región se evidenciado en la ecuación (9)

$$D_{z,t}^{\text{fut}} = \sum_{i \in I_z} D_{i,t}^{\text{fut}} \quad \forall z \in Z, \quad \forall i \in I_z, \quad \forall t \in T_{m,h}^{\text{fut}}, \quad (9)$$

donde la hora h del mes m corresponden a los periodos futuros.

5.2.3. Estimación de la disponibilidad potencial de las centrales solares a incorporarse

Para aquellas centrales en construcción o planificación que se incorporarán prontamente al sistema, de las cuales no han iniciado operación, por lo que no cuentan con registros históricos inyección, la estimación de su disponibilidad horaria se realizó a partir de la irradiancia solar proyectada para los próximos periodos, complementada con diversos parámetros técnicos de cada proyecto y su correspondiente capacidad instalada declarada en los Reportes de Proyectos publicados por la CNE [38]. El procedimiento se basa en los siguientes elementos:

- **Irradiancia global proyectada** ($Irradiancia_t$): corresponde a la energía solar disponible en plano horizontal (W/m^2), calculada en resolución horaria para todo el horizonte de estudio donde $t \in T_{m,h}^{fut}$. Estos datos son facilitados por la página Explorador Solar, facilitados por el Ministerio de energía [33].

La proyección de irradiación futura se realizó a partir de los registros históricos horarios de la región, aplicando un proceso de descomposición temporal que separa la serie en tendencia y estacionalidad.

Sobre la componente de tendencia se ajustó un modelo de regresión lineal, el cual permitió extrapolar su comportamiento hacia los próximos periodos del horizonte de estudio. Paralelamente, se reconstruyó el patrón estacional típico (día del año y hora) a partir del historial disponible.

La irradiación futura se obtuvo combinando ambos elementos (tendencia proyectada y estacionalidad histórica) garantizando que la serie resultante mantuviera la estructura solar característica de la zona.

- **Pérdidas globales del sistema** (PR_i): se consideraron pérdidas asociadas a factores como temperatura de las celdas, suciedad, cables, equipos electrónicos y desajustes entre módulos, que en conjunto representan una eficiencia del 80 %.
- **Tipo de montaje** ($f_{\text{montaje},i}$): se incorporó un factor de ajuste en función de la estructura de cada planta. Para instalaciones con estructura fija se aplicó un multiplicador de 1,00, mientras que para sistemas con seguidor de un eje se utilizó un factor de 1,10, lo que representa un 10 % adicional de generación.

Con estos parámetros, la disponibilidad potencial estimada para cada central y hora para el horizonte de tiempo se calculó de acuerdo con la ecuación (10):

$$D_{i,t}^{\text{potencial}} = P_{\text{instalada},i} \cdot PR_i \cdot f_{\text{montaje},i} \times \frac{\text{Irradiancia}_t}{1000}, \quad \forall i \in N, \forall t \in T^{\text{fut}}, \quad (10)$$

donde $D_{i,t}^{\text{potencial}}$ corresponde a la disponibilidad potencial de energía (MWh) de la planta i perteneciente al conjunto N que corresponden a las nuevas centrales que se incorporan al sistema, en la hora $t \in T^{\text{fut}}$ y $P_{\text{instalada},i}$ corresponde a la potencia instalada de cada planta i .

Dado que estas centrales aún no cuentan con datos históricos, fue necesario recurrir a un método alternativo basado en irradiancia, pérdidas técnicas y condiciones de montaje, de modo de replicar con la mayor fidelidad posible el comportamiento que tendrán una vez en operación. Así, se asegura que el análisis de vertimiento futuro no subestime ni sobreestime el efecto de las plantas en construcción, manteniendo la coherencia con la forma en que el sistema considera tanto el parque generador existente como las ampliaciones que se integrarán en el horizonte de estudio.

5.2.4. Cálculo del vertimiento asociado a la zona de estudio

Una vez estimadas la **colocación máxima zonal** y la **disponibilidad total del sistema**, se procedió a determinar el **vertimiento energético asociado**, entendido como la energía solar que, aún estando disponible para ser inyectada, no puede incorporarse al sistema eléctrico debido a restricciones de capacidad en la red o limitaciones operativas.

Para ello, se construyó una base horaria consolidada que integra la disponibilidad agregada de todas las centrales solares con la colocación previamente determinada $D_{z,t}^{\text{total}}$, para luego estimar el vertimiento horario a partir de la diferencia entre ambas variables, de acuerdo con la ecuación (11):

$$V_t = D_{z,t}^{\text{total}} - C_{z,t}^{\text{fut}} \quad \forall t \in T^{\text{fut}} \quad (11)$$

donde V_t corresponde al vertimiento horario en la hora t de los futuros periodos.

Con el fin de asegurar que los valores negativos no afectaran el cálculo (por ejemplo, en horas donde la colocación iguala o supera la disponibilidad), el vertimiento queda limitado a la siguiente expresión:

$$V_t^+ = \begin{cases} V_t, & \text{si } V_t > 0, \\ 0, & \text{en caso contrario.} \end{cases} \quad (12)$$

5.2.5. Descuento del almacenamiento en BESS del vertimiento solar

En esta etapa se incorporó el efecto del almacenamiento energético mediante sistemas de baterías BESS con el objetivo de estimar la fracción del vertimiento solar que podría ser absorbida

por estos sistemas y, en consecuencia, la reducción efectiva del vertimiento en la región de Tarapacá. Para ello, se implementó una simulación horaria que replica el comportamiento operativo del almacenamiento bajo supuestos de eficiencia, disponibilidad y régimen de carga diario.

A partir de este punto, todas las variables de entrada, incluidas el vertimiento horario V_t , corresponden al horizonte de proyección y, por lo tanto, están definidas para cada hora futura $t \in T^{\text{fut}}$. Asimismo, todas las ecuaciones y parámetros del modelo de almacenamiento se formulan sobre este mismo conjunto temporal futuro, dado que la operación del sistema BESS se evalúa de manera prospectiva durante los años 2025–2028.

Una vez obtenido el vertimiento horario, se definió la capacidad de almacenamiento mediante una matriz que registra la fecha de incorporación y la capacidad acumulada de almacenamiento (MW) proyectada para cada mes y año del horizonte de estudio, centrales ya mencionadas en el capítulo **Proyectos en desarrollo y cronogramas de entrada**. En esta matriz, cada nueva incorporación de sistemas BESS incrementa de forma acumulativa la capacidad total instalada en la zona, conformando así una trayectoria temporal que refleja la expansión progresiva del almacenamiento energético a lo largo del periodo analizado.

En lugar de vincular cada sistema a una planta solar específica, el modelamiento considera el conjunto de instalaciones BESS como un único sistema de almacenamiento agregado conectado al sistema eléctrico regional. Este enfoque simplifica el análisis y permite evaluar el efecto global del almacenamiento sobre el vertimiento solar, reflejando su contribución conjunta en la reducción de energía no inyectada al sistema.

En cada hora t , la **potencia total disponible** $P_{BESS,t}$ (expresada en MW) representa la suma de la potencia nominal de todos los sistemas de almacenamiento en funcionamiento hasta ese momento. Este parámetro refleja la capacidad máxima instantánea del conjunto de baterías

para absorber o liberar energía en el sistema eléctrico [4]. Este valor se mantiene constante entre incorporaciones sucesivas, y solo aumenta cuando una nueva instalación BESS entra en servicio..

Sin embargo, dado que la potencia nominal no siempre está completamente disponible, debido a mantenimientos, degradación de componentes o restricciones operativas, se introduce un **factor de disponibilidad operativa** ($Avail = 0,95$), que ajusta la potencia teórica a una capacidad efectiva de uso continuo, representando de forma más realista el desempeño de los sistemas BESS.

A partir de esta potencia ajustada se determina la **energía máxima almacenable** en cada período, denotada como $E_{max,t}$. Esta variable expresa la cantidad total de energía que puede ser acumulada por el conjunto de baterías bajo condiciones de plena carga, y se obtiene multiplicando la potencia disponible por la **duración nominal de carga del sistema** que fue estimada a un $DurH = 5h$ [4]. Este valor de duración corresponde al tiempo promedio que el sistema requiere para alcanzar su carga completa, reflejando la autonomía típica de las instalaciones proyectadas. La relación se define según la ecuación (13):

$$E_{max,t} = P_{BESS,t} \cdot DurH \cdot Avail \quad (13)$$

Sumado a lo anterior, la simulación consideró las siguientes eficiencias y supuestos operativos:

- **Eficiencia round-trip** ($\eta_{RT} = 0,90$): Eficiencia global del ciclo completo de carga y descarga de una batería.
- **Eficiencia de carga** ($\eta_C = \sqrt{\eta_{RT}} = 0,9499$): fracción de energía eléctrica que realmente queda almacenada en la batería respecto a la energía que se introduce para cargarla.

- **Nivel máximo de carga:** 90 % de la capacidad total
- **Nivel mínimo de descarga:** 20 % de la capacidad total

Se asumió que las baterías se descargan completamente hasta un **20 % de su capacidad al final del día** y que no se cargan por sobre el **90 % de su capacidad total**. De esta manera, se evita representar condiciones extremas de sobrecarga o sobredescarga [5], manteniendo un margen operativo coherente con la gestión real de sistemas BESS.

El proceso de simulación se ejecutó con resolución **horaria**, considerando únicamente la **carga desde el vertimiento solar**, es decir, sin aporte directo de la red ni descarga a otros fines.

Así, la energía efectivamente almacenada en el BESS ($E_{\text{cargada},t}$) se determinó mediante la ecuación (15):

$$E_{\text{cargada},t} = \min \left(V_t \cdot \Delta t, P_{\text{BESS},t} \cdot \Delta t, \frac{E_{\text{max},t} \cdot 0,9 - \text{SOC}_{t-1}}{\eta_C} \right) \cdot \eta_C, \quad (14)$$

Por lo tanto, la **energía cargada en cada hora** t se determina considerando la naturaleza cíclica del proceso de almacenamiento, en el cual la batería evalúa continuamente su capacidad de absorción de energía en función de los límites físicos del sistema. En cada intervalo horario, la cantidad de energía que puede almacenarse corresponde al **mínimo** entre tres factores:

1. el **vertimiento solar disponible** en dicha hora ($V_t \cdot \Delta t$),
2. la **potencia máxima de carga** del sistema de baterías ($P_{\text{BESS},t} \cdot \Delta t$), y
3. el **espacio libre en el sistema**, es decir, la diferencia entre la capacidad máxima de almacenamiento y la energía ya acumulada ($E_{\text{max},t} \cdot 0,9 - \text{SOC}_{t-1}$), corregida por la eficiencia de carga (η_C).

De esta forma, el modelo garantiza que la energía cargada nunca exceda ninguno de los tres límites: ni la energía vertida disponible para almacenar, ni la capacidad máxima de carga horaria del sistema, ni el espacio remanente dentro del BESS. Así, mientras no se persiva vertimiento en cierto horario en el sistema, las baterías no tienen energía que almacenar y tampoco excede los límites de su capacidad máxima en cada hora o capacidad completa. Este enfoque permite representar con mayor realismo la operación horaria del almacenamiento, ya que el proceso de carga se adapta dinámicamente al estado del sistema en cada instante del tiempo, manteniendo además las pérdidas asociadas a la eficiencia del proceso de carga.

La actualización del estado de carga del sistema de almacenamiento (SOC) en cada intervalo horario se realiza considerando los límites operativos que resguardan el funcionamiento seguro de la batería. En términos prácticos, el nivel de energía almacenada al final de la hora t , denotado como SOC_t , se obtiene a partir del estado de carga del periodo anterior más la energía ingresada durante dicha hora. Sin embargo, este valor debe ajustarse para evitar condiciones de sobrecarga o sobredescarga.

Para ello, se aplica la siguiente expresión (15) :

$$SOC_t = \min(\max(SOC_{t-1} + E_{\text{cargada},t}, 0,2 \cdot E_{\text{máx},t}), 0,9 \cdot E_{\text{máx},t}), \quad (15)$$

donde, $E_{\text{máx},t}$ corresponde a la energía máxima de almacenamiento, SOC_{t-1} corresponde al nivel de energía almacenada al final de la hora anterior (*State of Charge*)

Esta fórmula garantiza que el SOC permanezca siempre dentro de los rangos permitidos:

- **Energía acumulada en cada intervalo:**

El primer término de la ecuación corresponde a la suma entre el estado de carga del periodo

anterior y la energía ingresada durante la hora t :

$$SOC_{t-1} + E_{\text{cargada},t}$$

Este valor representa el **SOC teórico**, es decir, el nivel de energía que tendría la batería si pudiera cargarse sin ningún tipo de restricción operativa. Refleja la evolución natural del almacenamiento considerando únicamente el flujo real de energía hacia el sistema.

■ **Límite inferior de operación (20 % de la capacidad máxima):**

El segundo componente fija el límite mínimo permitido para el estado de carga:

$$0,2 \cdot E_{\text{máx},t}$$

Este umbral asegura que la batería **no opere por debajo del 20 % de su capacidad**, evitando condiciones de sobre-descarga que podrían generar degradación acelerada de las celdas, pérdida de capacidad, disminución de eficiencia y riesgos operativos. Al aplicar el operador:

$$\max (SOC_{t-1} + E_{\text{cargada},t}, 0,2 \cdot E_{\text{máx},t})$$

se garantiza que el SOC nunca sea inferior al nivel mínimo técnico.

■ **Límite superior de operación (90 % de la capacidad máxima):**

El tercer componente establece el límite máximo de carga permitido:

$$0,9 \cdot E_{\text{máx},t}$$

Este valor corresponde al **SOC máximo operativo** recomendado para prevenir sobrecargas, ya que operar cerca del 100 % reduce la vida útil de la batería y aumenta el estrés electroquímico. Por ello, el valor obtenido previamente se restringe mediante:

$$SOC_t = \text{mín} (\text{valor limitado por el mínimo permitido}, 0,9 \cdot E_{\text{máx},t})$$

Con esto, se asegura que el SOC nunca exceda el 90 %, incluso si hubiera energía suficiente para continuar cargando.

Una vez determinada la energía efectivamente cargada en la hora t , se evalúa cuánto del vertimiento solar disponible no pudo ser almacenado por el sistema BESS, según la ecuación :

$$V_{\text{post},t} = \text{máx} (V_t \cdot \Delta t - E_{\text{cargada},t}, 0) \quad (16)$$

El **vertimiento remanente no absorbido** en la hora t se obtiene como la diferencia entre la energía vertida disponible ($V_t \cdot \Delta t$) y la energía que finalmente pudo ser almacenada ($E_{\text{cargada},t}$). Dado que esta diferencia no puede tomar valores negativos —es decir, no puede existir “vertimiento negativo”— se aplica la función máximo con cero. Esta expresión garantiza que, si la batería logró almacenar toda la energía vertida en ese intervalo, el vertimiento remanente será igual a cero; y si existió exceso de energía que la batería no pudo absorber debido a sus limitaciones físicas, dicho excedente será contabilizado como *vertimiento no gestionado*.

Al finalizar cada día, el estado de carga del sistema de baterías se ajusta para garantizar que se encuentre dentro del rango operativo permitido. En particular, si el SOC alcanzado durante la última hora del día supera el **límite mínimo de operación** (correspondiente al 20 % de la capacidad máxima), entonces el estado de carga para iniciar el día siguiente se fija exactamente en dicho valor mínimo, es decir, $0,2 \cdot E_{\text{máx},t}$.

Por el contrario, si el SOC final del día resulta inferior a ese umbral, el sistema mantiene el SOC inicial del día siguiente igual SOC final del día anterior (no se fuerza a subir al mínimo), evitando niveles de carga que puedan generar condiciones de sobredescarga

Todo esto, es señalado en la ecuación (15).

$$SOC_{t=\text{ día sig.}} = \begin{cases} 0,2 \cdot E_{\text{máx},t}, & \text{si } SOC_{\text{fin del día}} > 0,2 \cdot E_{\text{máx},t}, \\ SOC_{\text{fin del día}}, & \text{si } SOC_{\text{fin del día}} \leq 0,2 \cdot E_{\text{máx},t}. \end{cases} \quad (17)$$

A partir de la simulación horaria, se obtuvo la energía total almacenada ($E_{BESS,t}$) y el vertimiento posterior al almacenamiento ($V_{\text{post},t}$).

Importante mencionar que la simulación de descarga de las baterías BESS no fue realizado debido a que no se tiene información acerca de los volúmenes de descarga que maneja el sistema actualmente, por lo que se asume que toda central implementada puede descargar completamente.

Finalmente, la **reducción del vertimiento atribuible al almacenamiento** se estimó como la diferencia entre la energía inicialmente vertida y la energía remanente tras el proceso de carga, de acuerdo con la ecuación (19):

$$\Delta V_t = (V_t \cdot \Delta t) - V_{\text{post},t} \quad (18)$$

5.3. Metodología para la evaluación del impacto técnico–operativo y económico

La evaluación del impacto técnico–operativo y económico se lleva a cabo a partir de los resultados obtenidos en los escenarios generados previamente en el proceso de proyección del vertimiento, tanto en ausencia como en presencia de sistemas de almacenamiento energético.

En primer lugar, se analizaron los resultados del escenario sin BESS, con el propósito de identificar las principales ineficiencias operativas del sistema eléctrico regional bajo condiciones de alta penetración fotovoltaica. Para ello, se examinaron los niveles proyectados de vertimiento, la disponibilidad potencial no aprovechada, la capacidad de colocación regional y las restricciones operacionales del sistema eléctrico nacional.

Posteriormente, se evaluó el escenario con BESS incorporados, considerando la evolución proyectada de su operación, los volúmenes de energía cargada y descargada, y las condiciones del sistema durante los periodos de alta irradiancia y demanda nocturna.

Con ambos escenarios definidos, se realizó un análisis comparativo para determinar las diferencias operativas entre operar con y sin BESS, evaluando aspectos como la eficiencia en el uso de la capacidad instalada, la adaptación a la demanda, la estabilidad operativa y la presencia de restricciones de transmisión. Este análisis incluyó además el estudio del Costo Marginal sectorizado de la región, con el fin de evaluar el comportamiento económico asociado al vertimiento proyectado y a la operación de los sistemas BESS.

Finalmente, se examinó el efecto del escalamiento de los sistemas BESS, contrastando el desempeño operativo de configuraciones de almacenamiento pequeñas, medianas y de gran capacidad.

6. Análisis y Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del análisis de la evolución histórica de la región de Tarapacá, ejecución del modelo y evaluación técnica-operativa y económica de los escenarios presentados, siguiendo la metodología descrita en la sección anterior.

6.1. Análisis histórico del vertimiento solar en Tarapacá

6.1.1. Evolución de la generación y vertimiento solar en la Región de Tarapacá (2022–2024)

En esta sección se presentan los resultados obtenidos del análisis de la generación solar y el vertimiento energético en la Región de Tarapacá durante el período 2022–2024. El objetivo es identificar las tendencias mensuales de ambos indicadores y observar cómo se comporta el vertimiento en relación con la energía efectivamente generada.

Así como lo muestra la Figura 13, se observa que mientras la generación se mantiene relativamente estable en torno a los 70–100 GWh mensuales, aunque con tendencia a la baja, el vertimiento experimenta un incremento progresivo y sostenido en el tiempo.

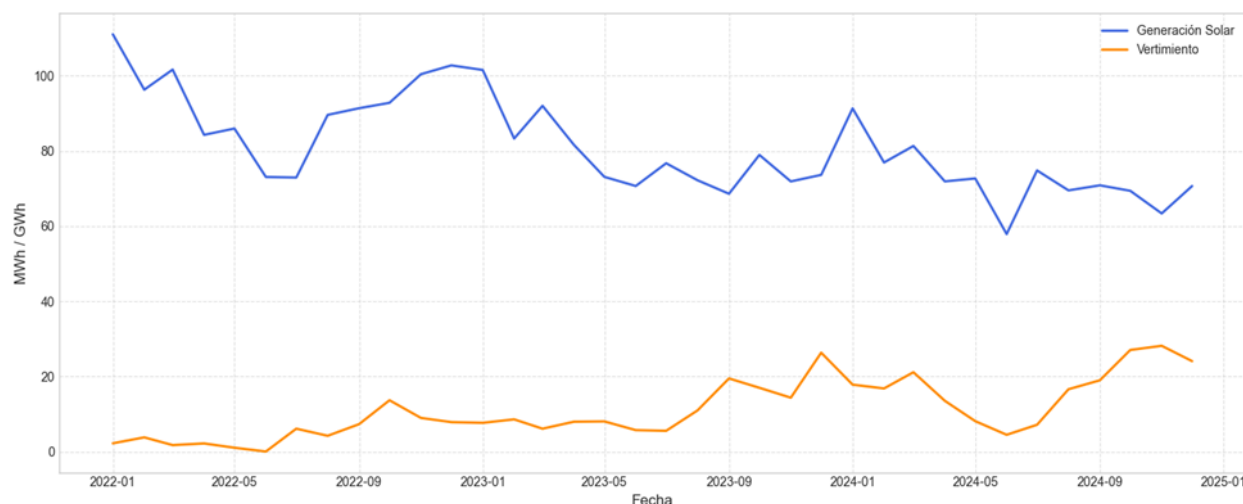


Figura 13: Evolución mensual de generación y vertimiento en Tarapacá (2022–2024).

En 2022, los niveles de vertimiento eran relativamente bajos, con valores que fluctuaban entre 0,07 y 13,7 GWh mensuales, alcanzando un total anual cercano a 59 GWh. Sin embargo, en 2023 se registra un aumento significativo, superando los 10 GWh en varios meses y alcanzando un máximo de 26 GWh en diciembre, lo que elevó el vertimiento anual a más de 120 GWh. Esta tendencia se intensifica en 2024, año en que los niveles mensuales superan los 20 GWh en varios meses y alcanzan un máximo de 28,1 GWh en noviembre, totalizando aproximadamente 200 GWh en el año.

La Figura 14 presenta con mayor detalle la evolución mensual del vertimiento y su tendencia. La línea de tendencia confirma un crecimiento progresivo y sostenido del vertimiento mensual, lo que evidencia que la problemática ha escalado rápidamente en la región.

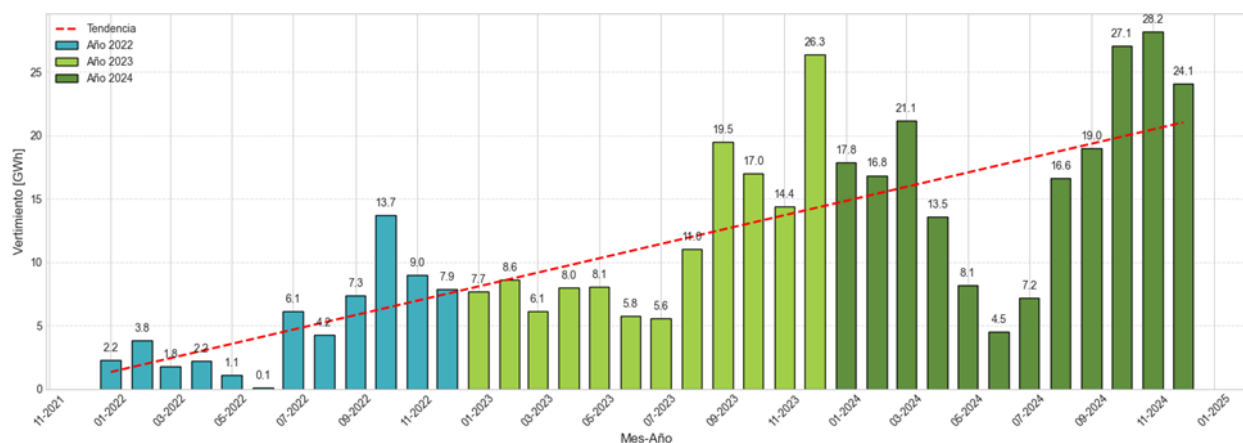


Figura 14: Evolución mensual del vertimiento solar en la Región de Tarapacá y su tendencia ajustada, periodo 2022–2024.

Este comportamiento refleja que el aumento de la capacidad instalada no ha estado acompañado por un crecimiento equivalente en la capacidad de transmisión, lo que genera un desajuste en la absorción de la energía producida. Como resultado, se aprecia un incremento paulatino en la magnitud de energía vertida, especialmente a partir de 2023, con meses que superan los 20 GWh.

6.1.2. Estacionalidad del vertimiento horario en la Región de Tarapacá

La Figura 15 muestra el comportamiento horario del vertimiento solar en la Región de Tarapacá durante el año 2024, representado mediante un mapa de calor. Se observa que el fenómeno no se distribuye de manera uniforme, sino que presenta un marcado patrón estacional con concentraciones más intensas en ciertos meses y horas del día.

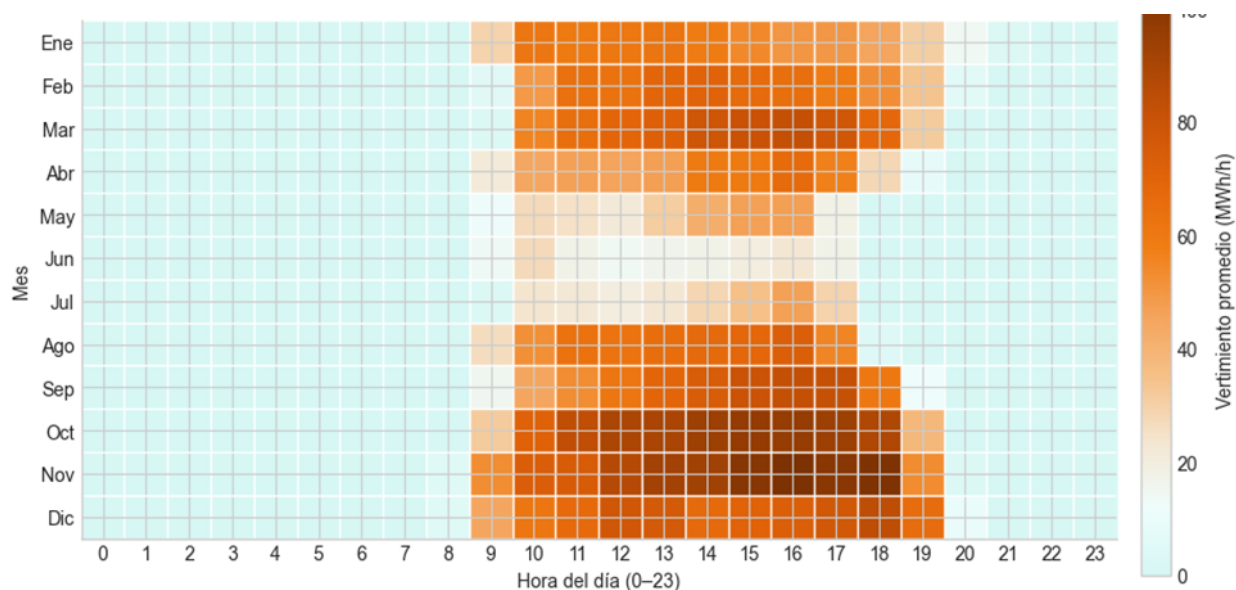


Figura 15: Mapa de calor del vertimiento horario mensual en la Región de Tarapacá durante el año 2024.

En particular, los meses de agosto a noviembre presentan los niveles más elevados de vertimiento, alcanzando sus valores máximos en las horas centrales de la jornada, entre las 10:00 y las 16:00 horas. Este comportamiento refleja la coincidencia entre la mayor disponibilidad de irradiación solar y las limitaciones de absorción del sistema eléctrico, lo que se traduce en altos volúmenes de energía no inyectada.

Durante los meses de invierno, especialmente junio y julio, se aprecia una disminución significativa de los niveles de vertimiento, aunque el fenómeno se mantiene presente en las horas de mayor radiación. Esto sugiere que, aun en condiciones de menor generación solar, las restricciones

de transmisión continúan generando pérdidas energéticas, aunque de menor magnitud que en el periodo de máxima incidencia.

En síntesis, el análisis revela que el vertimiento solar en la región responde tanto a una estacionalidad anual, con máximos en primavera y mínimos en invierno, como a un patrón horario definido, concentrado en las horas de mayor radiación solar.

6.1.3. Comportamiento horario del vertimiento solar en la Región de Tarapacá (2022–2024)

El análisis intradiario permite identificar las horas críticas en las que ocurre la mayor parte del vertimiento solar en la Región de Tarapacá. La Figura 16 muestra la curva diaria típica del vertimiento para los años 2022, 2023 y 2024. Se observa que el fenómeno es prácticamente nulo durante la madrugada y primeras horas del día, comenzando a intensificarse desde las 09:00 horas y alcanzando un peak entre las 11:00 y 16:00 horas, lo que coincide con el periodo de máxima generación solar.

Además, las bandas de variabilidad (P25–P75) reflejan que, a medida que avanzan los años, no solo aumenta la magnitud promedio del vertimiento, sino también la dispersión de los valores horarios. Esto indica que el fenómeno adquiere mayor complejidad, con una mayor frecuencia de episodios extremos.

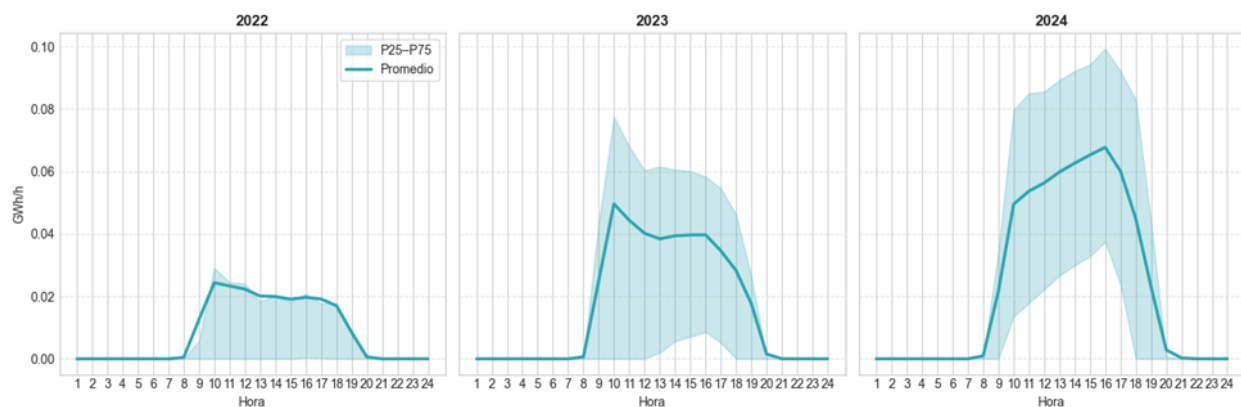


Figura 16: Curva diaria típica del vertimiento solar en la Región de Tarapacá (2022–2024).

Complementariamente, la Figura 17 presenta la distribución del vertimiento por hora mediante boxplots para cada año del período. En 2022, la magnitud horaria del vertimiento fue reducida, con registros concentrados en torno a los 50 MWh durante el mediodía. En 2023, los valores se incrementaron considerablemente, alcanzando medianas superiores a los 100 MWh y con mayor dispersión. Finalmente, en 2024 se aprecia un crecimiento aún más pronunciado, con registros horarios que superan en varios casos los 175 MWh, lo que confirma la intensificación del fenómeno.

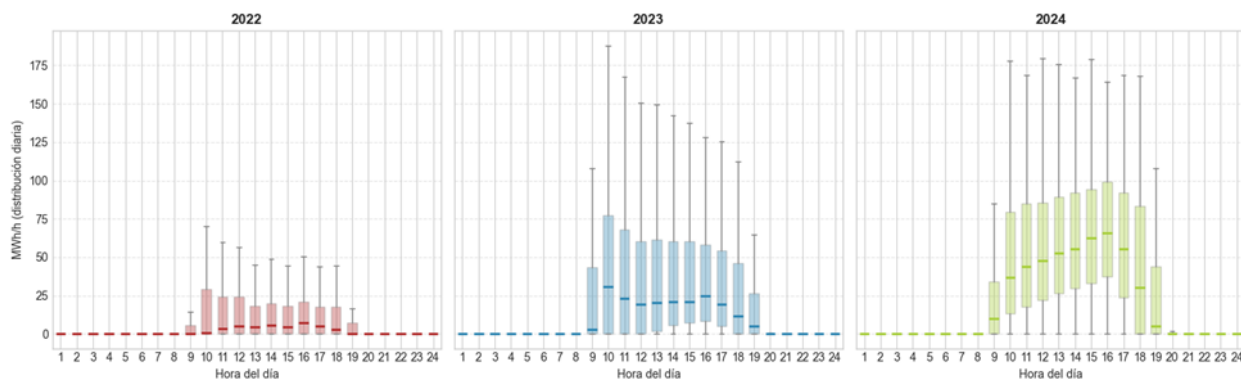


Figura 17: Distribución horaria del vertimiento solar en la Región de Tarapacá mediante boxplots (2022–2024).

6.2. Proyección del vertimiento solar y su integración con sistemas de almacenamiento energético

En este capítulo se presentan los resultados del modelamiento del vertimiento solar en la Región de Tarapacá, a partir del proceso descrito en el capítulo de metodología. En primer lugar, se calculó la colocación, entendida como la fracción de generación solar efectivamente absorbida por el sistema. Posteriormente, se determinó la disponibilidad de generación tanto de las centrales existentes como de las nuevas centrales proyectadas para su ingreso en el horizonte de estudio.

Con estos insumos, se estimó el vertimiento energético, definido como la diferencia entre la energía disponible y la capacidad de absorción de la red. De esta forma, los resultados aquí presentados permiten analizar la magnitud, evolución temporal y características del vertimiento en el periodo considerado.

Finalmente, sobre la base de estos resultados, se desarrolla la modelación de escenarios de absorción mediante sistemas de almacenamiento BESS, con el propósito de evaluar la capacidad de dichos sistemas para reducir el vertimiento, desplazar energía hacia horarios de mayor demanda y analizar su impacto operativo y económico dentro del sistema eléctrico regional.

6.2.1. Evolución histórica de la Colocación

La Figura 18 muestra la distribución horaria mensual de la colocación solar en la Región de Tarapacá durante el periodo 2022–2024. Se observa un comportamiento cíclico mensual, con mayores valores en los meses de verano y descensos en invierno, siguiendo de cerca el patrón estacional de la radiación solar. Los máximos se concentran entre las 10:00 y 16:00 horas, coincidiendo con las horas de mayor irradiancia.



Figura 18: *Distribución horaria mensual de la colocación solar en la Región de Tarapacá durante el periodo 2022–2024.*

Se identifican también picos puntuales, como el registrado en abril de 2023, que responde probablemente a condiciones excepcionales de generación. En términos interanuales, se aprecia una ligera disminución de la colocación promedio hacia 2024, lo que refleja mayores limitaciones en la absorción de energía solar por parte de la red.

Complementariamente, las Figuras 19, 20 y 21 presentan mapas de calor para los años 2022, 2023 y 2024, respectivamente. Estos gráficos permiten visualizar la distribución horaria y estacional de la colocación en cada año, evidenciando que:

- La colocación ocurre principalmente entre las 08:00 y 19:00 horas, con máximos de inyección de energía solar al mediodía.
- Los valores más altos se concentran en los meses de verano, mientras que en invierno se reducen significativamente.
- Al comparar los tres años, 2023 muestra los mayores niveles de colocación, mientras que en 2024 se observa una disminución, lo que indica una presión creciente sobre la capacidad de absorción de la red.

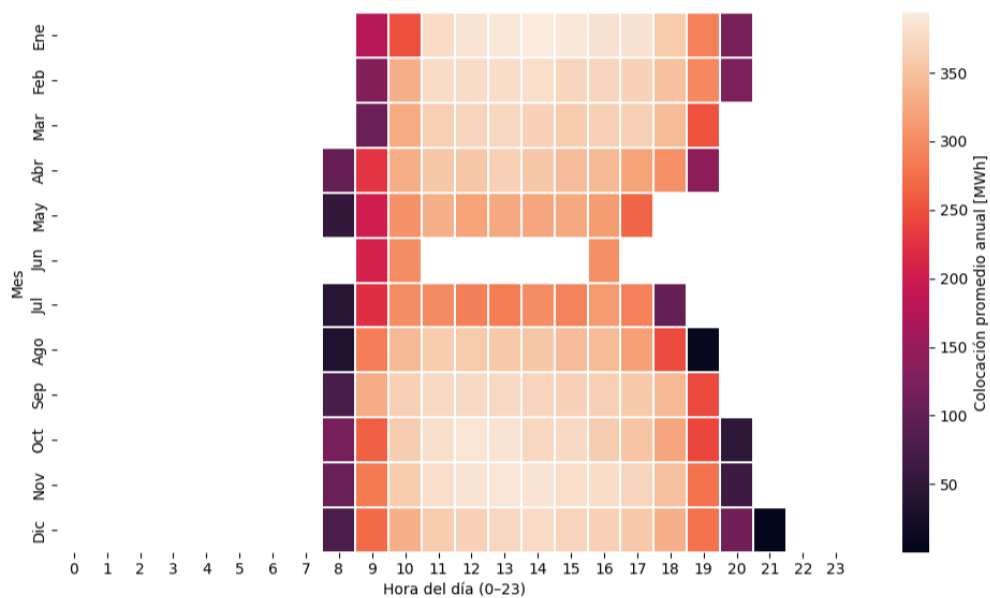


Figura 19: Mapa de calor de la colocación solar horaria mensual en la Región de Tarapacá durante 2022.

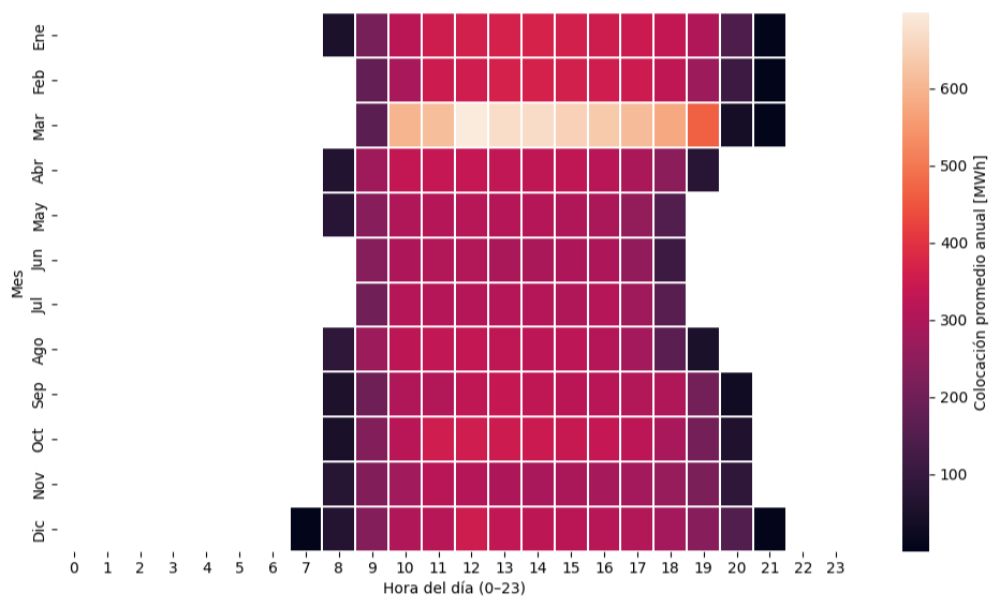


Figura 20: Mapa de calor de la colocación solar horaria mensual en la Región de Tarapacá durante 2023.

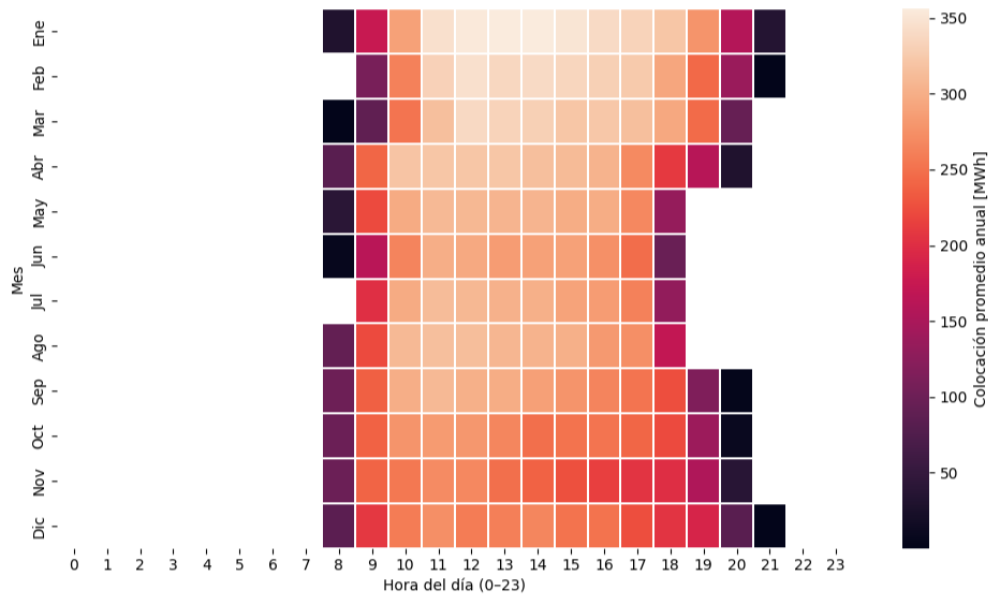


Figura 21: Mapa de calor de la colocación solar horaria mensual en la Región de Tarapacá durante 2024.

6.2.2. Evolución temporal proyectada de la Colocación 2025 - 2035

Para poder proyectar el vertimiento solar a futuro, el primer paso corresponde a la proyección de la colocación.

En este estudio, la proyección de la colocación se realiza bajo el supuesto de que se mantiene constante en el horizonte de análisis. Dicho supuesto se fundamenta en que, actualmente, no existen proyectos de expansión de líneas de transmisión aprobados ni en ejecución para la Región de Tarapacá que pudieran modificar la capacidad de evacuación en el corto o mediano plazo. Además, aun en el caso de que se aprobara un proyecto de ampliación, el proceso regulatorio y de construcción tiene un periodo estimado cercano a los 10 años, lo que excede el rango temporal considerado en este análisis para los periodos de proyección del vertimiento 2030 y no se poseen datos certeros de ampliación de línea para el horizonte de tiempo a 2035.

Por lo tanto, resulta razonable asumir que la colocación se mantendrá estable durante el

periodo de estudio, lo que permite utilizar esta hipótesis como base para la proyección del vertimiento.

La Figura 22 muestra la evolución y proyección de la colocación en la Región de Tarapacá hasta el año 2035. Tal como se indicó previamente, la proyección de la colocación se realiza bajo el supuesto de que permanece constante en el horizonte de estudio, dado que no existen proyectos de expansión de transmisión en curso ni aprobados para la región. En este sentido, la colocación pronosticada mantiene un comportamiento similar a lo observado en la serie histórica, con máximos en las horas centrales del día y mayores niveles en los meses de verano.

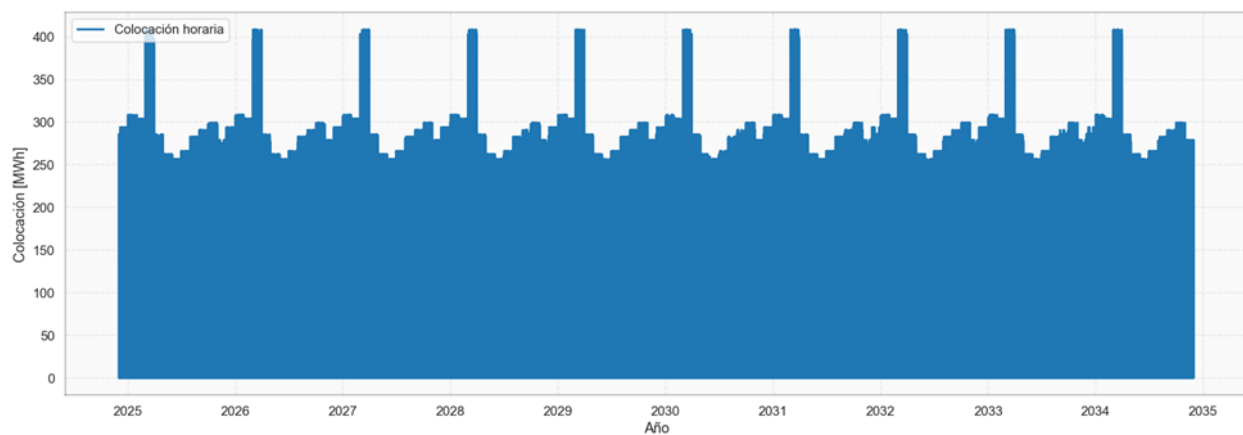


Figura 22: Evolución temporal de la colocación estimada para la región de Tarapacá entre 2025 - 2035.

Tabla 6: Valores anuales proyectados de la colocación para la Región de Tarapacá (2024–2034).

Año	Colocación (Gw)
2025	115,26
2026	115,16
2027	115,34
2028	115,11
2029	115,00
2030	115,11
2031	115,22
2032	115,25
2033	115,13
2034	114,85

6.2.3. Evolución histórica de la Disponibilidad Potencial

La Tabla 7 muestra la Disponibilidad Potencial de generación solar para la región de Tarapacá, considerando las centrales actualmente en operación entre los años 2022 y 2024. Se aprecia una estabilidad constante entre los periodos, debido por la capacidad instalada estable que experimenta la región debido a que no se incorporaron nuevas centrales. En 2022, los valores se mantienen en torno a los 72,6 y 112,7 GWh mensuales, mientras que para 2023 los valores aumentaron moderadamente, alcanzando un máximo de 120,4 GWh en marzo y un promedio anual en torno a los 93 GWh. Finalmente, en 2024, la serie muestra un leve descenso estacional durante los meses de invierno, llegando a 61,9 GWh en junio, pero con una recuperación posterior que mantiene valores superiores a 95 GWh hacia el último trimestre del año.

Tabla 7: Disponibilidad histórica mensual de las centrales solares en la Región de Tarapacá (2022–2024).

Año	Mes / Disponibilidad Historica [GWh]											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2022	112,7	99,4	102,7	85,9	86,4	72,6	78,5	93,1	97,9	105,6	109,3	110,2
2023	108,4	91,1	120,4	89,0	80,6	75,9	81,7	82,5	87,4	95,1	85,4	99,1
2024	108,4	93,1	101,9	84,9	80,3	61,9	81,4	85,5	89,1	95,6	90,7	93,9

6.2.4. Evolución temporal proyectada de la Disponibilidad Potencial 2025 - 2035

La Figura 23 muestra la proyección de disponibilidad horaria para el periodo 2025–2035. En el gráfico se diferencian los aportes de las centrales existentes (área azul) y de las nuevas centrales proyectadas (área naranja). Los resultados evidencian un comportamiento estacional recurrente, con máximos concentrados entre los meses de mayor irradiancia y reducciones durante el invierno, manteniendo la forma característica del perfil solar.

En la Tabla 8 se resumen los valores anuales de disponibilidad para cada grupo de plantas. Se observa que las centrales existentes mantienen niveles estables cercanos a 1.000 GWh/año durante todo el horizonte, mientras que las nuevas incorporaciones aportan entre 2.0 y 2.8 TWh/año en los primeros años posteriores a su conexión (2025–2030), decreciendo ligeramente hacia 2034.

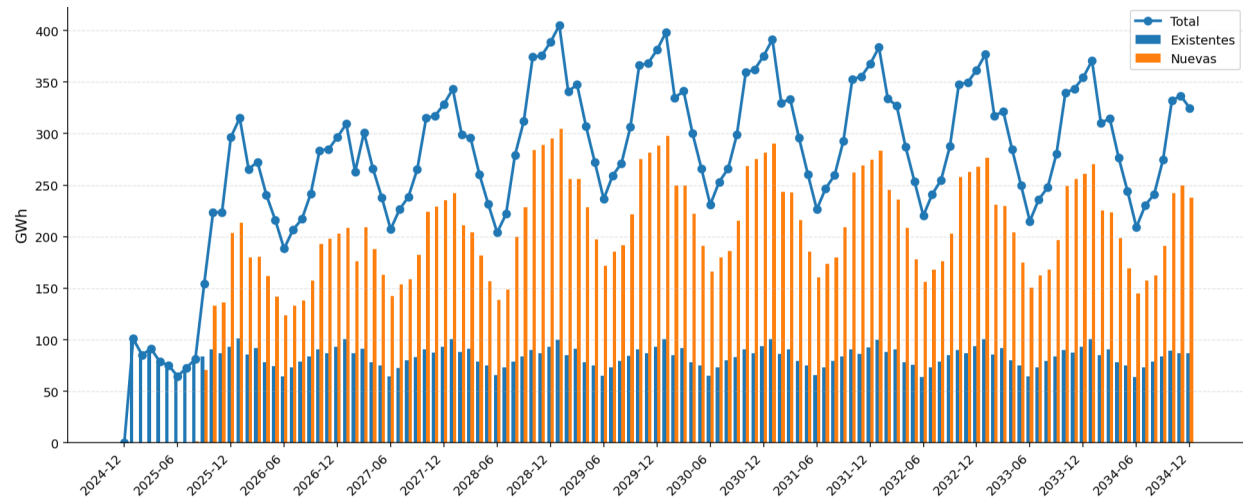


Figura 23: Proyección horaria de la disponibilidad solar para las centrales existentes y nuevas en la Región de Tarapacá (2025–2035).

Tabla 8: Proyección horaria de la disponibilidad solar para las centrales existentes y nuevas

Año	Tipo	Mes												Total anual
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2025	Existente	101.0	85.3	91.5	78.7	75.1	64.6	72.8	79.9	83.6	90.7	87.3	93.1	1548.38
	Nuevas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	70.9	133.1	136.3	203.3	
2026	Existente	101.6	85.5	91.8	78.4	74.6	64.7	73.4	79.1	84.0	90.5	87.0	93.4	3028.63
	Nuevas	213.5	180.2	180.6	162.1	141.6	123.7	133.3	137.9	157.7	193.3	197.8	203.1	
2027	Existente	100.6	87.0	91.5	78.4	74.9	64.9	72.7	79.8	83.1	90.7	87.7	93.1	3275.90
	Nuevas	208.7	175.9	209.4	187.7	163.2	142.4	153.7	158.9	182.5	224.4	229.4	235.4	
2028	Existente	100.8	88.3	91.6	78.7	74.8	65.5	73.2	78.9	83.8	90.3	86.8	93.1	3585.39
	Nuevas	242.5	210.8	204.1	181.7	156.6	138.5	148.8	200.0	228.3	283.9	288.8	295.6	
2029	Existente	100.3	85.0	91.4	78.5	74.9	64.9	73.5	79.3	84.4	90.9	86.8	92.9	3861.33
	Nuevas	304.6	255.9	256.0	228.7	197.2	171.5	185.7	191.9	221.9	275.3	281.5	288.2	
2030	Existente	100.6	85.1	91.8	78.1	75.0	65.1	73.4	79.8	83.5	90.6	87.1	93.9	3786.33
	Nuevas	297.5	249.6	249.4	222.4	191.2	166.0	179.8	185.9	215.6	268.8	275.1	281.3	
2031	Existente	100.9	86.4	90.7	79.6	74.8	65.7	73.0	79.6	83.7	90.7	86.4	92.8	3711.97
	Nuevas	290.4	243.4	242.9	216.1	185.6	160.8	173.9	179.9	209.3	262.2	268.8	274.5	
2032	Existente	100.2	88.5	90.9	78.4	75.5	64.0	73.3	79.1	85.0	90.2	86.7	93.6	3648.81
	Nuevas	283.4	245.3	236.1	208.8	178.1	156.4	167.8	175.9	203.0	257.7	263.0	268.0	
2033	Existente	100.5	85.8	91.7	80.4	75.3	64.7	73.5	79.6	83.7	90.3	87.4	93.1	3567.03
	Nuevas	276.6	231.3	229.9	204.3	174.7	150.4	162.6	168.1	196.8	249.1	256.1	261.2	
2034	Existente	100.7	84.8	90.9	78.1	74.8	64.0	73.4	78.8	83.9	89.7	86.9	87.3	3465.64
	Nuevas	270.0	225.5	223.8	198.7	169.3	145.2	157.1	162.4	190.8	242.5	249.7	237.6	

6.2.5. Proyección escenario base: vertimiento proyectado sin almacenamiento (2025–2035)

El primer escenario corresponde a una simulación contrafactual o ficticia del comportamiento del sistema eléctrico en ausencia de almacenamiento. Si bien se espera que la Región de Tarapacá incorpore sistemas BESS durante los próximos años, este escenario permite establecer una línea de base para comparar el efecto real que tendría su implementación.

En este modelo, se considera únicamente la proyección de generación fotovoltaica y la capacidad de absorción de la red, estimando el vertimiento resultante de la diferencia entre ambas variables. Los resultados permiten observar el comportamiento natural del vertimiento sin medidas de mitigación, identificando los periodos de mayor excedente energético y los meses críticos en que la generación supera ampliamente la capacidad de transmisión.

La Figura 24 presenta la evolución temporal del vertimiento, expresada en MWh, mientras que la Tabla 9 resume los valores anuales.

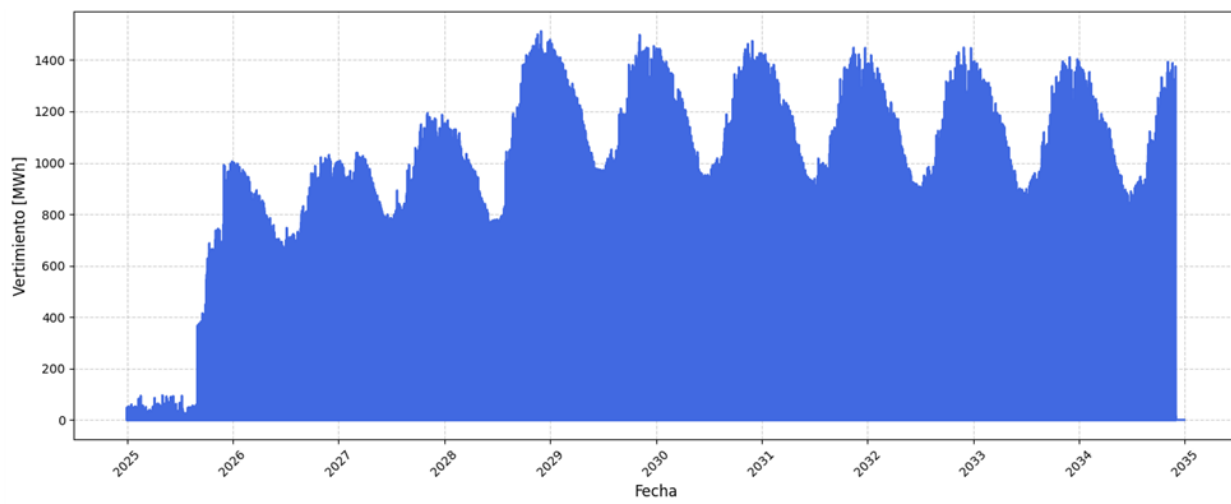


Figura 24: Proyección del vertimiento solar en la Región de Tarapacá para el periodo 2025–2035.

Tabla 9: Vertimiento anual acumulado proyectado en la Región de Tarapacá (2025–2035).

Año	Vertimiento (GWh)
2025	595
2026	2042
2027	2288
2028	2596
2029	2877
2030	2803
2031	2726
2032	2661
2033	2584
2034	2238

En base a los resultados obtenidos, el vertimiento registrado en la región persiste de manera importante durante el año 2025 al igual que los periodos históricos, coincidiendo con el ingreso de nuevas plantas solares al sistema. Durante los primeros años, los niveles de vertimiento aumentan de manera acelerada, alcanzando un total aproximado de 595 GWh en 2025 y superando los 2.000 GWh anuales desde 2026 en adelante.

El vertimiento alcanza su máximo en 2029, con un valor cercano a 2.877 GWh, manteniendo posteriormente una tendencia relativamente estable, aunque con leves fluctuaciones interanuales producto de la variabilidad de la disponibilidad solar. A partir de 2031 se observa una ligera reducción, estabilizándose en torno a 2.500 GWh anuales hacia 2034.

Este comportamiento refleja que, bajo el supuesto de colocación constante y sin expansiones de red, el vertimiento se consolida como un fenómeno estructural de creciente magnitud, directamente asociado al aumento del parque solar regional. La forma ondulada del gráfico anual muestra un patrón estacional pronunciado, donde los mayores niveles de vertimiento se concentran en los meses de verano, en concordancia con el incremento de la irradiancia y la mayor disponibi-

lidad de generación.

La Figura 24 permite además apreciar la persistencia del fenómeno durante todo el horizonte de análisis: aun en escenarios de estabilización de la disponibilidad, la ausencia de capacidad adicional de transmisión impide absorber la totalidad de la energía generada, haciendo el vertimiento constante y persistente.

6.2.6. Proyección escenario con mitigación: vertimiento post incorporación de sistemas BESS (2025–2035)

El segundo escenario incorpora la operación de sistemas BESS en etapa de desarrollo de la región, con el objetivo de analizar su capacidad de mitigación del vertimiento y su efecto sobre la distribución temporal de la energía solar. El análisis considera que los BESS se cargan con la energía previamente vertida y posteriormente la descargan en horarios de baja irradiancia, principalmente durante la noche.

La Tabla 10 resume los resultados obtenidos, mostrando la energía total vertida antes de la incorporación de BESS, la energía almacenada en los sistemas de baterías y el vertimiento remanente después de la carga. Se observa que, tras la entrada de los BESS, se logra una reducción significativa del vertimiento neto.

En 2025, año inicial de operación, los sistemas BESS absorben aproximadamente 110 GWh, reduciendo el vertimiento de 595 GWh a 484 GWh, lo que equivale a una disminución del 18,7 % respecto del escenario sin almacenamiento. En 2026, la energía cargada asciende a 1,36 TWh y el vertimiento post carga cae a 683 GWh equivalente a un 66,3 % menos. En 2027, con 2,17 TWh cargados, el vertimiento residual disminuye a 117 GWh, 94,9 % menos; y en 2028, con 2,42 TWh de carga, el remanente es de 138 GWh, un 94,7 % menos.

La comparación entre el vertimiento antes de BESS y la energía efectivamente absorbida por los BESS muestra una convergencia marcada a partir de 2027, indicando que la capacidad de almacenamiento instalada resulta suficiente para compensar gran parte de la energía no inyectada durante las horas de máxima irradiancia.

Esto refleja la alta efectividad de los sistemas BESS en la mitigación del vertimiento solar y su potencial para estabilizar la red durante los períodos de máxima generación.

Tabla 10: Vertimiento, energía cargada en BESS y vertimiento post carga en la Región de Tarapacá (2025–2028).

Año	Vertido [GWh]	Cargado en BESS [GWh]	Vertido post carga [GWh]
2025	595	110	484
2026	2042	1359	683
2027	2288	2170	117
2028	2596	2458	138

La Figura 25 compara visualmente la magnitud del vertimiento antes de la incorporación de los sistemas de almacenamiento con la energía efectivamente absorbida por los BESS. Se aprecia una convergencia entre ambas variables a medida que avanza el horizonte de análisis, indicando que la capacidad de almacenamiento instalada resulta suficiente para compensar gran parte de la energía no inyectada durante las horas de máxima irradiancia.

En términos globales, la **reducción promedio del vertimiento entre 2025 y 2028** es de 68,6 %, impulsada por reducciones superiores al 94 % desde 2027. Si se considera el período 2026–2028, la reducción promedio asciende a 85,3 %.

Esto refleja la alta efectividad de los sistemas BESS en la mitigación del vertimiento solar y su potencial para estabilizar la red durante los períodos de máxima generación.

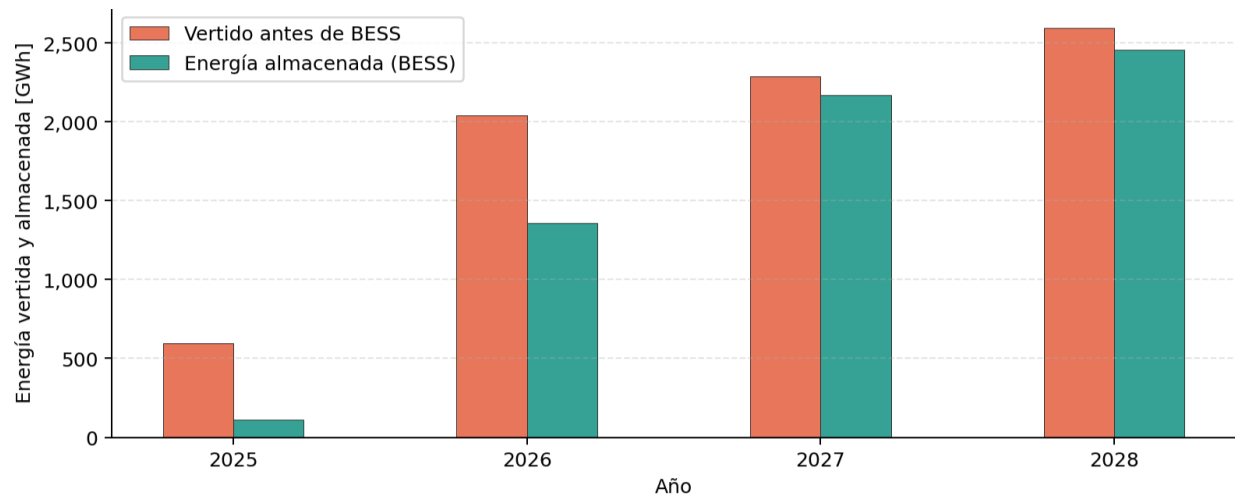


Figura 25: Comparación entre el vertimiento solar y la energía almacenada en sistemas BESS (2025–2028).

6.3. Impacto del vertimiento y el almacenamiento en el sistema eléctrico de Tarapacá

El comportamiento del sistema energético de Tarapacá durante los próximos periodos estará determinado por la creciente penetración de generación solar fotovoltaica y la incorporación progresiva de sistemas de almacenamiento energético en baterías (BESS). Aún así, Los resultados obtenidos en esta investigación muestran un aumento sostenido del vertimiento solar a medida que ingresan nuevas centrales, así como una reducción significativa de dicho fenómeno al incorporar almacenamiento. En base a estos resultados, se desarrolla el presente análisis de impacto, cuyo propósito es interpretar las consecuencias técnicas-operativas y económicas que derivan de ambos fenómenos sobre el sistema eléctrico regional.

6.3.1. Impacto técnico-operativo

6.3.1.1. Efectos del vertimiento sobre la operación del sistema eléctrico sin incorporación de BESS

Con base en la modelación y los resultados del pronóstico de vertimiento solar para los periodos analizados, es posible determinar que este fenómeno representa uno de los principales síntomas de ineficiencia operativa del sistema eléctrico nacional. Ello se debe a la incapacidad de aprovechar completamente la energía generada por las centrales fotovoltaicas en **ausencia de mecanismos de almacenamiento que actúen como soporte operativo**, es decir, sin la presencia de sistemas BESS, mientras que la colocación permanezca constante.

Bajo este escenario, la energía excedente no puede ser absorbida ni redirigida a otros periodos horarios, lo que genera **pérdidas directas de eficiencia** tanto en el despacho como en el

aprovechamiento global del recurso solar. Esta situación se traduce en un desaprovechamiento creciente de la energía disponible, especialmente durante las horas de máxima irradiancia.

En el caso de la Región de Tarapacá, este comportamiento se vuelve particularmente evidente en la modelación debido a la combinación entre un fuerte crecimiento de la capacidad instalada y la ausencia de modificaciones relevantes en la infraestructura de transmisión, dado que la capacidad de colocación se mantiene constante a lo largo del horizonte de análisis. Como consecuencia, el aumento sostenido de la disponibilidad potencial regional intensifica los niveles de vertimiento, evidenciando una limitación estructural en la capacidad del sistema para evacuar la energía generada.

En términos cuantitativos, los resultados de la simulación indican que la colocación se mantiene en rangos promedio de 94,87 MW a 139,14 MW entre los años 2025 y 2028, mientras que la disponibilidad muestra una variabilidad estacional marcada, con un mínimo promedio cercano a 89 MW durante los meses de menor irradiancia y valores que superan los 500 MW hacia el final del periodo analizado. Estas diferencias reflejan un **desbalance progresivo entre generación y absorción**, donde el incremento de la capacidad solar no se acompaña de una expansión proporcional de la red de transmisión, consolidando el vertimiento como una pérdida estructural dentro del sistema eléctrico regional.

Como resultado del incremento sostenido de la capacidad instalada solar en la Región de Tarapacá, una fracción considerable de la energía generada durante las horas de mayor irradiancia no logra ser inyectada al sistema, generando pérdidas energéticas que se traducen en un uso no óptimo de los recursos disponibles.

Esta condición expone un desequilibrio estructural entre la expansión de la generación renovable y la capacidad real del sistema eléctrico para integrarla. En términos operativos, el ver-

timiento sin la presencia de sistemas de almacenamiento (BESS) se manifiesta en una **operación rígida y poco flexible**, donde la oferta solar —representada por la disponibilidad potencial de las centrales fotovoltaicas— supera la capacidad de la red para gestionarla, provocando que parte importante de la producción quede inutilizada.

En la modelación, la incorporación de nuevas plantas solares sin ampliar las capacidades de transmisión equivale a **incrementar la oferta sin asegurar un espacio operativo para su aprovechamiento efectivo**. En consecuencia, el vertimiento no solo implica una pérdida de energía, sino también una **ineficiencia sistémica**, pues el capital invertido en generación no se utiliza en su totalidad ni contribuye plenamente al suministro eléctrico.

Para cuantificar esta pérdida de eficiencia, se utiliza el indicador de factor de planta fotovoltaico (FP), el cual representa la relación entre la energía efectivamente inyectada y la energía que podría haberse producido si la central operara continuamente a su potencia nominal durante todas las horas del periodo analizado [43]. Este indicador se define mediante la ecuación (19):

$$FP = \frac{E_{\text{Inyectada}}}{P_{\text{instalada}} \times T} \quad (19)$$

donde $E_{\text{Inyectada}}$ corresponde a la energía realmente inyectada en el periodo (MWh), $P_{\text{instalada}}$ es la potencia máxima nominal de la central (MW) y T representa el número total de horas del periodo (h).

Este indicador permite evaluar el grado de aprovechamiento real de la capacidad instalada, constituyéndose como una métrica directa de la eficiencia operativa del sistema. En este estudio, aunque el factor de planta se aplica tradicionalmente a nivel de central individual, se calculó de manera agregada a nivel regional, considerando la totalidad del parque fotovoltaico como un sistema

unificado.

La Figura 26 presenta la evolución mensual del factor de planta fotovoltaico en la Región de Tarapacá, comparando el **factor teórico** —correspondiente al potencial de generación sin restricciones— con el **factor real**, obtenido bajo las condiciones de inyección efectiva.

Se observa que, a medida que aumenta la capacidad instalada solar, el valor real del factor de planta disminuye de forma sostenida, alcanzando niveles significativamente inferiores al teórico. Mientras el indicador teórico se mantiene en torno al 25–35 % —rango esperado para las centrales solares fotovoltaicas—, el valor real desciende hasta el rango de 5 a 10 %, reflejando el efecto acumulado del vertimiento y la saturación del sistema de transmisión.

Este comportamiento evidencia que el vertimiento ha dejado de ser un fenómeno ocasional para convertirse en una **condición estructural** del sistema eléctrico regional. En ausencia de expansión o mecanismos de control, la eficiencia del despacho solar se reduce progresivamente, limitando el rendimiento de las centrales fotovoltaicas y restringiendo la eficiencia global de la generación eléctrica en la zona.

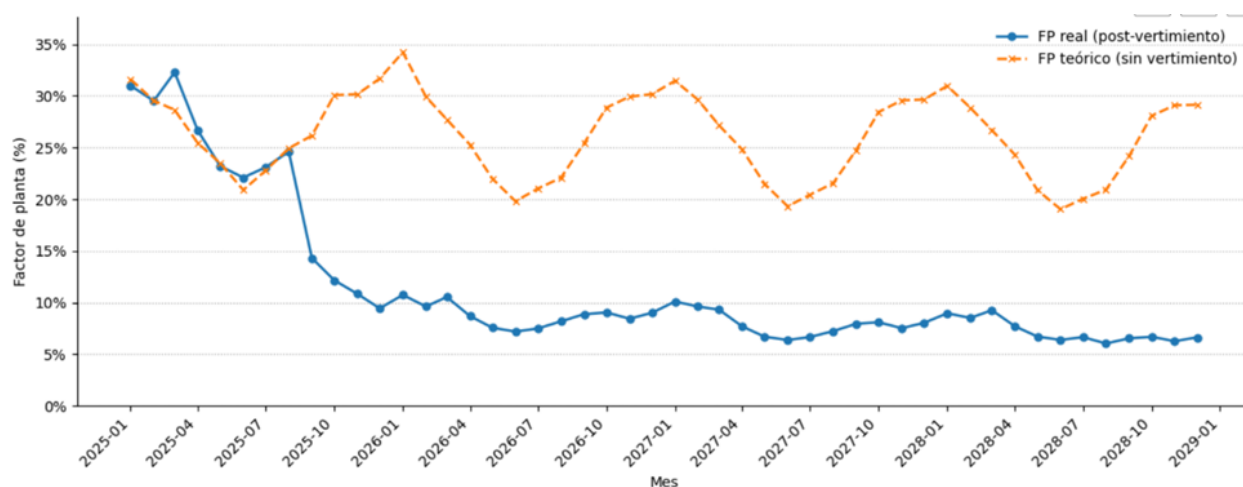


Figura 26: Evolución mensual del factor de planta fotovoltaico real y teórico en la Región de Tarapacá (2025–2029).

6.3.1.2. Incorporación y respuesta de sistemas BESS ante el vertimiento

El aumento sostenido de la generación solar en la matriz energética nacional ha modificado la dinámica operativa del sistema eléctrico, exigiendo una mayor capacidad de flexibilidad y adaptación frente a la variabilidad característica de las fuentes renovables.

La flexibilidad operativa se entiende como la capacidad del sistema para ajustarse a cambios rápidos en la generación y la demanda sin comprometer su estabilidad [44]. En el caso de la Región de Tarapacá, esta flexibilidad se relaciona directamente con la posibilidad de adaptar la oferta energética a los horarios en que el sistema requiere mayor entrega de energía, asegurando que la generación disponible pueda ser efectivamente utilizada cuando el consumo lo demanda.

En los periodos previos a 2025, esta condición se encontraba limitada por la alta concentración de generación solar durante las horas de máxima irradiancia y la baja capacidad del sistema para entregar energía en horarios de baja radiación o durante la noche. En esas horas, la demanda eléctrica se mantenía constante o incluso aumentaba, lo que generaba un desajuste evidente entre la generación y el consumo, junto con una fuerte dependencia de la generación convencional para mantener el suministro.

La incorporación de sistemas BESS modifica este escenario al aumentar la capacidad del sistema para gestionar la energía disponible. Estos sistemas permiten almacenar parte de la generación solar excedente durante el día y liberarla en los periodos de mayor demanda, especialmente en las horas vespertinas y nocturnas. De esta forma, los BESS actúan como un elemento de equilibrio, reduciendo el vertimiento, suavizando las fluctuaciones de oferta y demanda, y aportando mayor estabilidad operativa al sistema eléctrico regional.

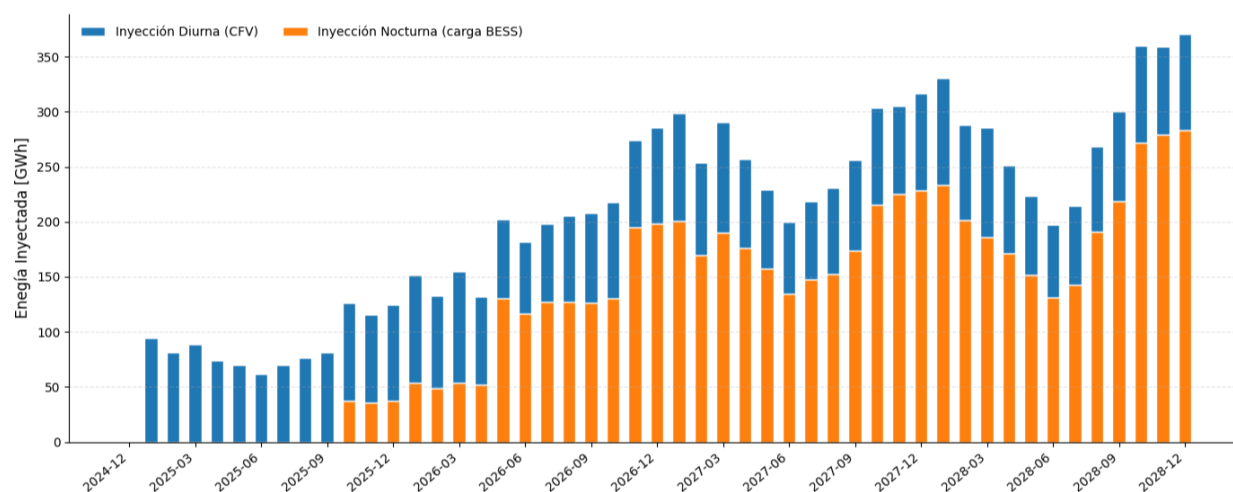


Figura 27: Distribución mensual de energía gestionada por sistemas BESS en la Región de Tarapacá.

La Figura 27 muestra la distribución mensual de la energía gestionada por los sistemas BESS, diferenciando entre la inyección solar diurna (CFV) y la inyección nocturna proveniente de la descarga de baterías. Se observa que, a medida que avanzan los años, la participación del almacenamiento adquiere un papel más relevante, especialmente en los meses de mayor irradiancia, cuando se registra una mayor cantidad de energía cargada durante el día y posteriormente inyectada en las horas nocturnas.

De esta forma, el almacenamiento no solo contribuye a mitigar el vertimiento solar, sino que también mejora la capacidad operativa del sistema regional, permitiendo responder de manera más eficiente a los requerimientos reales de consumo.

En este contexto, el almacenamiento se posiciona como una solución de corto y mediano plazo, capaz de aprovechar la infraestructura eléctrica existente y postergar la necesidad de realizar nuevas inversiones en líneas de transmisión. Su incorporación permite aumentar la utilización efectiva de la capacidad instalada, reduciendo el desaprovechamiento del recurso solar y optimizando la estabilidad del sistema eléctrico regional.

Sin embargo, la flexibilidad que aportan los BESS debe entenderse como una condición dinámica, que depende de la coordinación entre los distintos componentes del sistema. Para que el almacenamiento cumpla efectivamente su función, su planificación debe considerar la disponibilidad de red, los patrones horarios de demanda–congestión y las condiciones de congestión propias de la región. Si el despacho de los BESS se gestiona de manera desalineada con la transmisión o la demanda real, su efecto podría limitarse a desplazar la congestión en el tiempo, sin resolverla de manera estructural.

6.3.1.3. Rol del almacenamiento energético BESS en la operación diaria

La incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías BESS representa una de las estrategias más efectivas para enfrentar los desafíos operativos asociados al vertimiento solar en la Región de Tarapacá. Su función principal, de acuerdo con el modelo de simulación aplicado, consiste en reabsorber los excedentes de generación fotovoltaica durante el día, cuando la producción supera la capacidad de transmisión o la demanda local, y descargar esa energía durante la noche, cuando la oferta disminuye y el sistema requiere mayor apoyo para cubrir el consumo.

Desde una perspectiva operativa, este mecanismo permite suavizar la curva neta de carga, reduciendo los picos de inyección diurna y aumentando la disponibilidad de energía en horas nocturnas. Como se aprecia en la Figura 27, el almacenamiento cumple un papel importante en la redistribución horaria de la energía solar, disminuyendo la pérdida de energía asociada al vertimiento y mejorando la estabilidad del sistema. En este sentido, los BESS actúan como un elemento de equilibrio temporal, mitigando el exceso de generación durante las horas de máxima irradiancia y aportando energía en momentos de menor producción.

Este comportamiento se traduce en una menor necesidad de respaldo térmico, especialmente durante la noche, lo que contribuye tanto a reducir los costos operativos como las emisiones asociadas a la generación convencional. Sin embargo, los beneficios del almacenamiento no se presentan de manera automática ni ilimitada.

El análisis de las proyecciones indica que, a medida que aumenta la capacidad solar y los volúmenes de vertimiento, también crece la magnitud de energía que debe ser almacenada y posteriormente descargada. En escenarios con una alta penetración de BESS, la cantidad de energía que se libera durante las horas nocturnas podría ser tan elevada que el propio sistema enfrente restricciones para absorberla. Esta situación puede derivar en una nueva forma de **congestión nocturna**, especialmente si la demanda no crece al mismo ritmo o si la infraestructura de transmisión hacia el centro del país se mantiene limitada.

En la situación actual de la Región de Tarapacá, los periodos previos al año 2025 no presentan aún conexión de sistemas BESS. Durante este tiempo, la inyección nocturna proviene principalmente de un conjunto reducido de centrales térmicas e hidráulicas, las cuales sostienen el suministro en las horas sin irradiancia solar. En promedio, estas unidades mantienen una inyección estable entre 4 y 18 MW, como se observa en la Figura 28, que muestra el perfil horario promedio diario del año 2024.

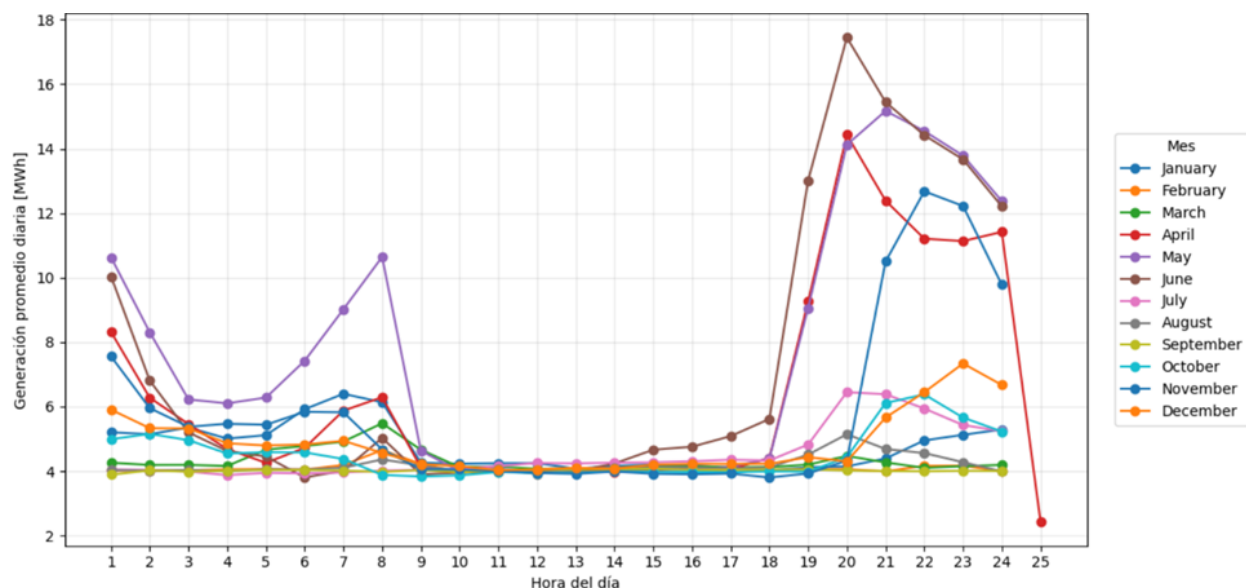


Figura 28: Perfil horario promedio diario de la generación en la Región de Tarapacá para el año 2024 centrales térmicas e hidráulicas.

El gráfico evidencia que, entre las 9:00 y las 18:00 horas, la generación permanece prácticamente constante en torno a los 4 MW, mientras que durante la noche los valores aumentan, alcanzando cifras que oscilan entre los 4 y 18 MW dependiendo del mes.

En otras palabras, el almacenamiento podría contribuir a trasladar la congestión en el tiempo, al desplazar los excedentes de energía desde las horas diurnas hacia las nocturnas, sin necesariamente eliminar el problema por completo. Si los BESS no logran descargar toda la energía acumulada, se produciría un **vertimiento diferido**, es decir, no originado directamente por la generación solar, sino por energía previamente almacenada que no encuentra espacio de inyección en la red. En este caso, el sistema pasaría de un vertimiento diurno directo a un vertimiento nocturno desplazado.

La modelación de carga de energía se desarrolla bajo condiciones ideales, donde no se incluyen sistemas complejos de operatividad realizados diariamente por el CEN. Por lo tanto, enfrentarla con la inyección real existente en el momento puede darnos indicio de que no todo

lo inyectado puede absorberse, lo que sugiere que parte de la energía desplazada por los BESS podría seguir enfrentando restricciones en la red. Este contraste entre el escenario teórico y la realidad operativa refuerza la necesidad de considerar limitaciones físicas y temporales del sistema al proyectar la respuesta de los BESS frente al vertimiento.

Por lo que, aunque el almacenamiento cumple una función esencial para mejorar la eficiencia global del sistema, su efectividad depende fuertemente de la coordinación con la demanda—colocación y la capacidad de transporte disponible. Una descarga masiva y simultánea de múltiples sistemas BESS podría incluso reproducir un patrón de saturación similar al observado durante las horas solares, pero bajo condiciones de operación distintas.

6.3.1.4. Limitaciones de la red y probabilidad de congestión en la absorción nocturna

La incorporación de sistemas BESS en la región de Tarapacá introduce un nuevo desafío operativo para el sistema eléctrico: garantizar que la energía almacenada durante el día pueda ser efectivamente absorbida durante la noche sin generar congestiones adicionales. Aunque el almacenamiento se presenta como una solución eficiente para reducir el vertimiento diurno según la modelación, su funcionamiento real dependerá de las condiciones operativas de la red y de su capacidad para incorporar los grandes volúmenes de energía pronosticados en horarios no tradicionales.

En otras palabras, la efectividad de los BESS no solo está determinada por su capacidad de almacenamiento, sino también por la infraestructura que permita evacuar y redistribuir la energía descargada durante la noche. Esto cobra especial relevancia considerando que aún no existen registros operativos de BESS en la región, por lo que su comportamiento —en particular la posibilidad de vertimiento diferido durante la descarga— debe estudiarse considerando los antecedentes dis-

ponibles en los estudios de Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión elaborados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [2].

El *Apéndice III – Diagnóstico del Sistema de Transmisión Zonal* [3] delimita el sistema **Arica–Diego de Almagro**, que comprende las regiones de Arica, Tarapacá y Antofagasta, y abarca cerca de 980 km de extensión línea. Se identifican los principales corredores eléctricos y su nivel de carga proyectado, destacando las subestaciones **Pozo Almonte, Nueva Pozo Almonte, Lagunas, Geoglifo y Tarapacá**, que conforman el núcleo de transmisión del sector. La Figura 29 muestra el esquema de interconexiones y evidencia la concentración de flujos hacia el eje **Kimal–Miraje–Los Changos**, por donde se evacúa la mayor parte de la generación solar del norte grande.

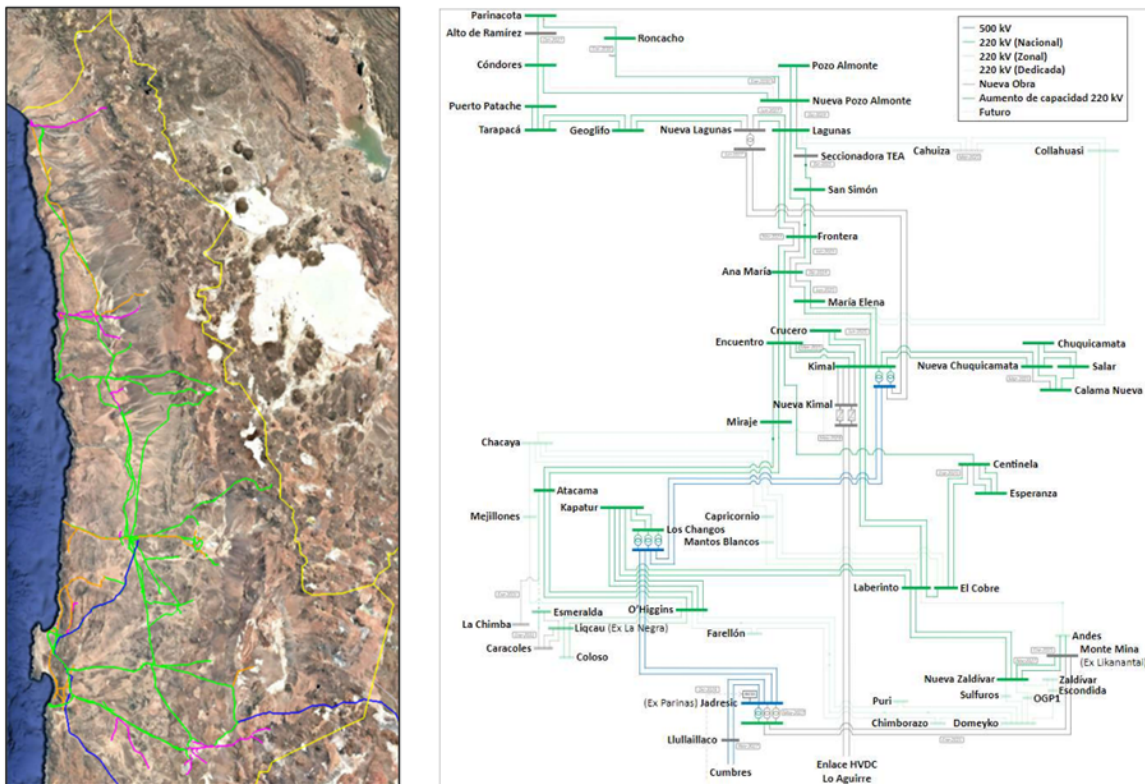


Figura 29: Esquema del sistema de transmisión zona norte grande, zona Arica–Diego de Almagro. [3]

El estudio de *Diagnóstico del Uso Esperado del Sistema de Transmisión 2025* [2] estable-

ce las proyecciones de demanda energética del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el período 2024–2044, utilizando un modelo econométrico bajo tres escenarios —A, B y C—, que incorporan distintas hipótesis sobre crecimiento económico, penetración de nuevas tecnologías (electromovilidad e hidrógeno verde) y retiro de centrales térmicas a carbón.

En las Figura 30 se aprecia un crecimiento sostenido de la demanda total, alcanzando valores cercanos a 180 TWh para 2044. Paralelamente, la matriz de generación esperada observada en la Figura 31 proyecta una fuerte expansión de la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica, especialmente en los escenarios B y C, donde la potencia instalada supera los 90 y 100 GW respectivamente.

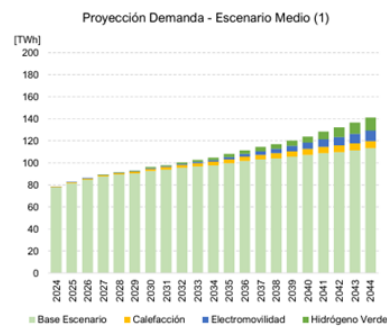


Figura 0-1. Proyección de la demanda energética del SEN (escenario medio).

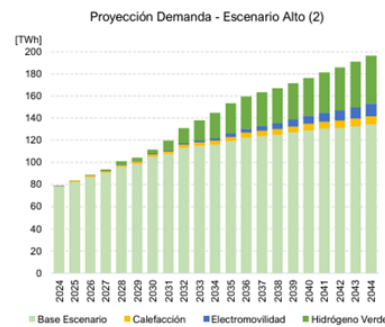


Figura 0-2. Proyección de la demanda energética del SEN (escenario alto).

Figura 30: Proyección de la demanda energética del SEN (escenario medio y alto) [2].

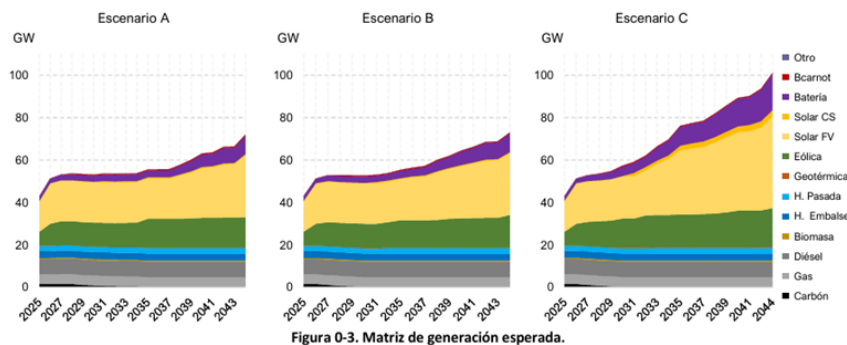


Figura 0-3. Matriz de generación esperada.

Figura 31: Matriz de generación esperada [2].

Sin embargo, el crecimiento de la generación renovable no se acompaña de un aumento equivalente en la infraestructura de transmisión, lo que genera **riesgos de congestión** en los principales corredores eléctricos del norte del país .

El diagnóstico detalla que, aunque la incorporación de sistemas BESS permitirá optimizar el uso de la red, **las congestiones persistirán** producto de la alta concentración de generación solar en la zona norte, la incorporación de todo tipo de almacenamiento y las limitaciones estructurales de los tramos de evacuación hacia el centro del país [2].

En particular, el **tramo HVDC Kimal–Lo Aguirre** presenta una baja probabilidad de utilización plena en los primeros cinco años, pero una alta probabilidad de congestión hacia 2039–2040 bajo los escenarios B y C. De igual modo, los tramos **Chuquicamata–Kimal**, **Atacama–Miraje**, y **Andes–Monte Mina** muestran probabilidades de congestión superiores al 80–100 % durante el horario nocturno, tal como se evidencia en la Figura 32.

Tramo	Esc.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
HVDC_Kimal220->HVDC_LoAguirre500	A					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	4%
	B					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	5%	8%
	C					0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	1%	3%	2%	4%	8%
Chuquicamata220->NvaChuquicamata220	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	C	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
NvaChuquicamata220->Kimal220	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	C	0%	0%	0%	1%	13%	28%	28%	39%	40%	40%	41%	41%	39%	40%	41%	40%	41%	41%	41%	41%
Miraje220->Encuentro220	A	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	7%	9%	16%	22%	19%	14%	10%	17%	14%	24%	18%
	B	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	10%	11%	14%	18%	12%	12%	12%	13%	12%	21%	19%
	C	0%	0%	0%	0%	2%	13%	2%	0%	1%	2%	4%	5%	7%	8%	8%	7%	10%	14%	17%	32%
Atacama220->Miraje220	A	0%	0%	0%	0%	2%	5%	3%	10%	10%	14%	19%	26%	33%	28%	22%	19%	29%	24%	34%	29%
	B	0%	0%	4%	5%	3%	6%	6%	13%	15%	19%	17%	25%	28%	21%	21%	19%	23%	20%	31%	29%
	C	0%	0%	0%	0%	1%	0%	5%	5%	7%	10%	12%	18%	16%	14%	14%	19%	25%	32%	39%	
Atacama220->Ohiggins220	A	16%	5%	1%	2%	6%	11%	12%	13%	15%	20%	22%	25%	28%	27%	22%	21%	27%	27%	32%	28%
	B	14%	4%	7%	10%	8%	10%	14%	15%	20%	20%	18%	24%	26%	22%	23%	19%	22%	20%	30%	23%
	C	19%	10%	17%	44%	38%	37%	31%	45%	43%	42%	29%	32%	36%	33%	24%	23%	24%	27%	33%	12%
Andes220->Likanantai220	A	9%	12%	19%	17%	18%	20%	26%	27%	26%	26%	25%	25%	24%	23%	22%	21%	19%	19%	19%	
	B	8%	12%	18%	15%	18%	20%	26%	26%	27%	27%	25%	25%	24%	23%	23%	48%	47%	41%	42%	53%
	C	8%	13%	16%	16%	13%	76%	96%	94%	95%	97%	100%	100%	100%	100%	99%	99%	98%	99%	96%	
Likanantai220->NuevaZaldivar220	A	97%	100%	85%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	B	98%	100%	85%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	C	98%	100%	86%	0%	1%	32%	34%	38%	31%	26%	35%	47%	46%	85%	94%	93%	94%	94%	94%	88%

Figura 32: Probabilidad de congestión esperada en horario nocturno entre el tramo SS/33 Arica y Los Changos [2].

Estos resultados son coherentes con la hipótesis de que, aun con la presencia de almacenamiento, la energía descargada por los BESS podría no ser completamente evacuada, generando un

vertimiento nocturno diferido.

Yendo a un nivel más técnico, el estudio de Diagnóstico adjunta la Figura 33, donde se estudia y pronostica para los siguientes periodos (2025–2032) el nivel de congestión presente en las líneas de transmisión de la zona del norte grande en los periodos más demandantes durante el año, siendo el periodo diurno en verano y el horario nocturno durante los meses de invierno, donde el 23 % de las líneas de transmisión zonal analizadas operarían con **cargabilidad** superior al 85 % al final del periodo evaluado (año 2032), especialmente bajo condiciones de invierno nocturno.

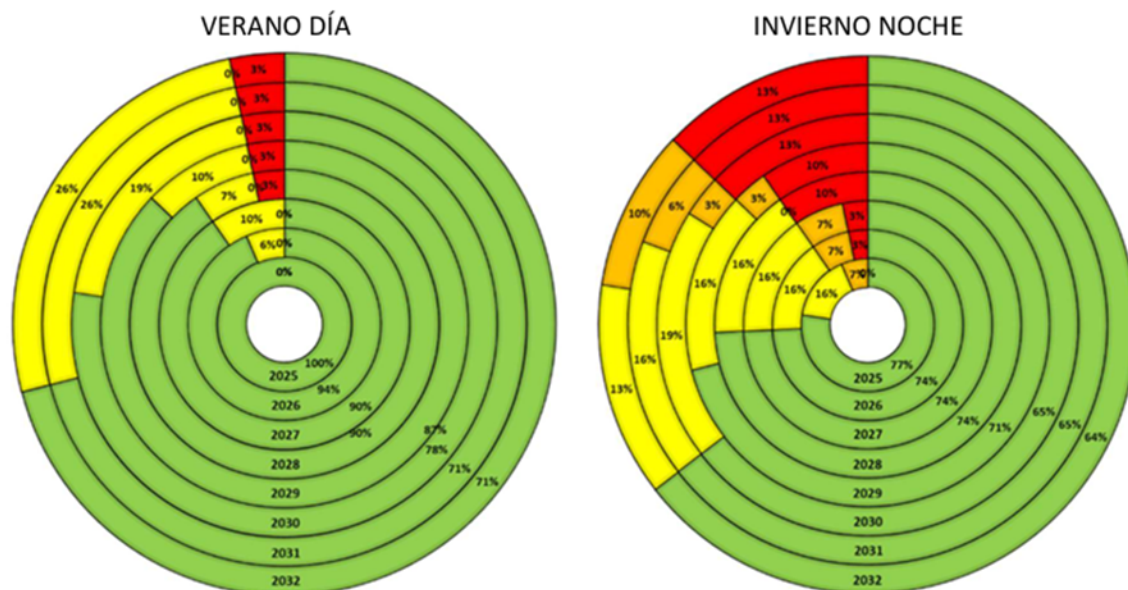


Figura 33: Gráficas con la evolución de las líneas de transmisión zonal, zona Arica - Diego de Almagro [3].

Según el informe, las líneas más críticas corresponden a los tramos 1x66 kV Parinacota – Pukará C1, 1x110 kV Alto Hospicio C1, 1x110 kV Tap Off Uribe – Antofagasta C1, 2x220 kV O’Higgins – Coloso C2, y 2x220 kV O’Higgins – Liquecau C1 [3], líneas que conforman el norte grande del país.

Asimismo, los diagnósticos de transformadores AT/MT y AT/AT muestran que entre 20 %

y 23 % de los transformadores del área norte superan el 85 % de su capacidad en horario nocturno [3], lo que confirma una red altamente exigida, particularmente en escenarios de invierno donde la demanda aumenta y los BESS estarían descargando simultáneamente.

6.3.2. Impacto económico

6.3.2.1. Análisis descriptivo del Costo Marginal sectorizado a la región de Tarapacá.

El comportamiento del Costo Marginal de Generación (CMG) en la región de Tarapacá muestra una tendencia decreciente y una progresiva compresión horaria entre los años 2022 y 2024. Este fenómeno refleja los efectos combinados de la creciente participación solar y la disminución del uso de tecnologías térmicas para suplir la demanda, lo que ha ido modificando las señales económicas del mercado eléctrico regional.

Los datos utilizados provienen de los registros oficiales del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y fueron procesados a partir de promedios horarios y mensuales de cada barra eléctrica de la región. Su análisis permite identificar cómo el aumento sostenido de la capacidad fotovoltaica ha repercutido directamente en los precios marginales y, con ello, en la rentabilidad operativa de las centrales generadoras.

La serie mensual del CMG promedio visualizados en la Figura 34, evidencia una disminución continua del precio marginal, pasando desde máximos cercanos a 200 USD/MWh en junio de 2022 a valores inferiores a 40 USD/MWh hacia finales de 2023 e inicios de 2024. Durante 2022, los precios presentan una alta volatilidad, con picos durante los meses invernales —asociados al aumento de la demanda y la participación térmica— y caídas pronunciadas en verano, coincidiendo con mayores niveles de vertimiento solar diurno y una menor valorización de la energía

fotovoltaica.

En 2023 se observa una **estabilización parcial**, con precios promedio mensuales que oscilan entre 80 y 120 USD/MWh durante la primera mitad del año, y una fuerte caída a partir de julio, coincidente con el aumento de registros de vertimiento durante ese periodo. Esta tendencia se profundiza en 2024, donde los valores mensuales del CMG se consolidan por debajo de 60 USD/MWh y se evidencia una reducción marcada de la volatilidad entre meses.

En términos generales, la serie evidencia que el sistema ha transitado hacia precios más bajos y uniformes, lo que refleja el efecto de la sobreoferta fotovoltaica.

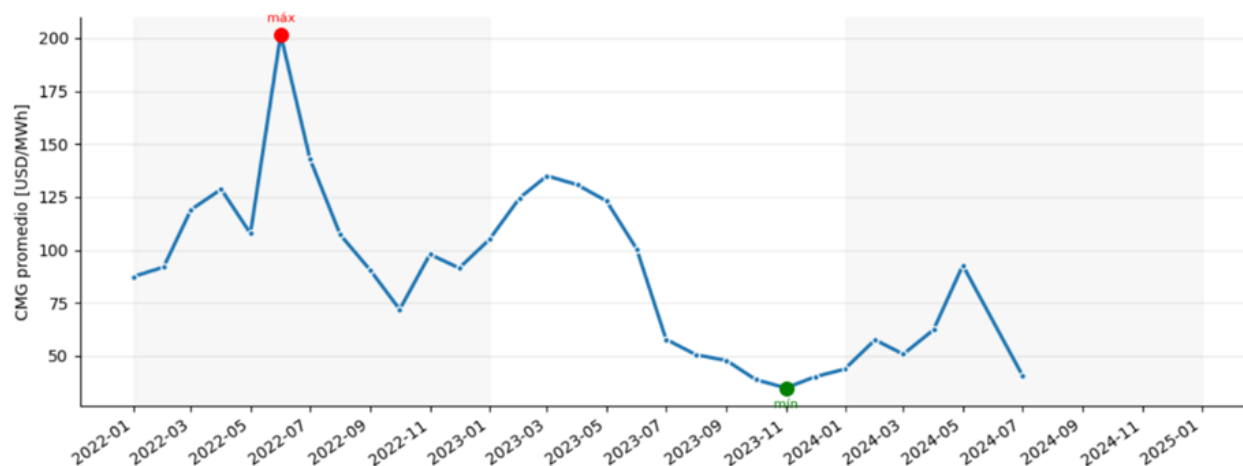


Figura 34: Serie temporal mensual del CMG promedio (2022–2024).

El análisis horario evidenciado en las Figuras 35, 36, y 37 revela una transformación más profunda en la estructura de precios. En 2022, los valores horarios exhiben una **fuerte dispersión**: los precios de madrugada y mañana se mantienen entre 100 y 150 USD/MWh, mientras que durante las horas solares —entre las 10:00 y 16:00— descienden hasta los 50 USD/MWh, producto de la fuerte participación de la generación fotovoltaica. En contraste, las horas punta vespertinas (18:00 a 21:00) superan los 250 USD/MWh, evidenciando la dependencia del despacho térmico en la región.

En 2023, se aprecia un ensanchamiento del valle de precios bajos, que se extiende aproximadamente desde las 9:00 hasta las 17:00 horas. Las medianas dentro de ese rango disminuyen a valores entre 30 y 80 USD/MWh, mientras que las horas punta continúan siendo las más costosas, aunque con una menor dispersión respecto al año anterior. Caso contrario sucede en horarios de la noche y madrugada, presentando una gran dispersión de precios, alcanzando hasta un máximo de 150 USD/MWh, pero con una mediana que no logra sobrepasar los 100 USD/MWh.

La evolución se vuelve aún más evidente en 2024, año en que los precios diurnos permanecen persistentemente bajos e incluso se acercan a cero en algunos meses, producto del incremento sostenido de la capacidad solar instalada y del efecto acumulativo del vertimiento en la región. En contraste, las horas punta, entre las 19:00 y las 22:00, exhiben una menor dispersión y amplitud de precios respecto a años anteriores, lo que podría asociarse a una estabilización de precios debido a una mayor redistribución del despacho eléctrico en el Sistema Eléctrico Nacional (más respaldo en el centro, y un despacho térmico más eficiente), lo que daría cierta estabilidad nocturna en precios a la región de Tarapacá y no depende tanto del uso intensivo de generación térmica, como en 2022.

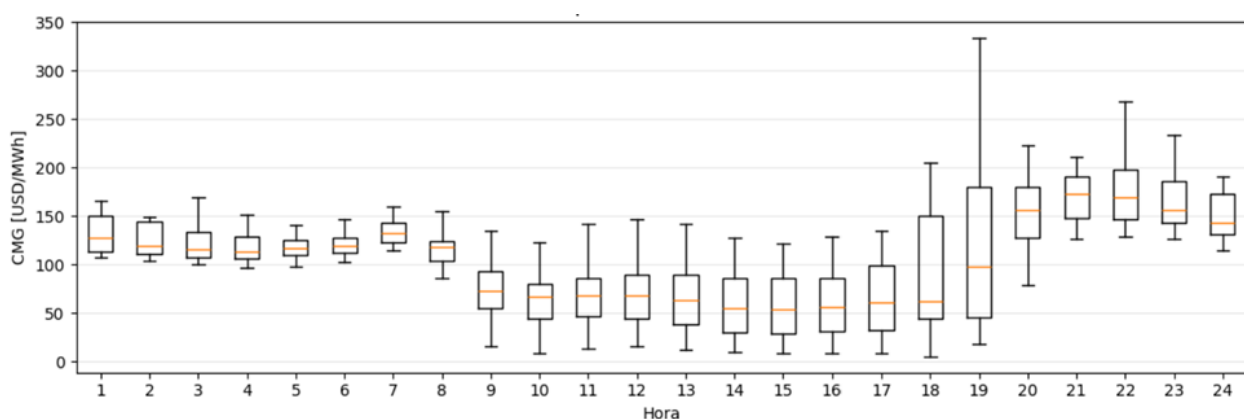


Figura 35: Distribución horaria del Costo Marginal de Generación (CMG) promedio por hora — Año 2022.

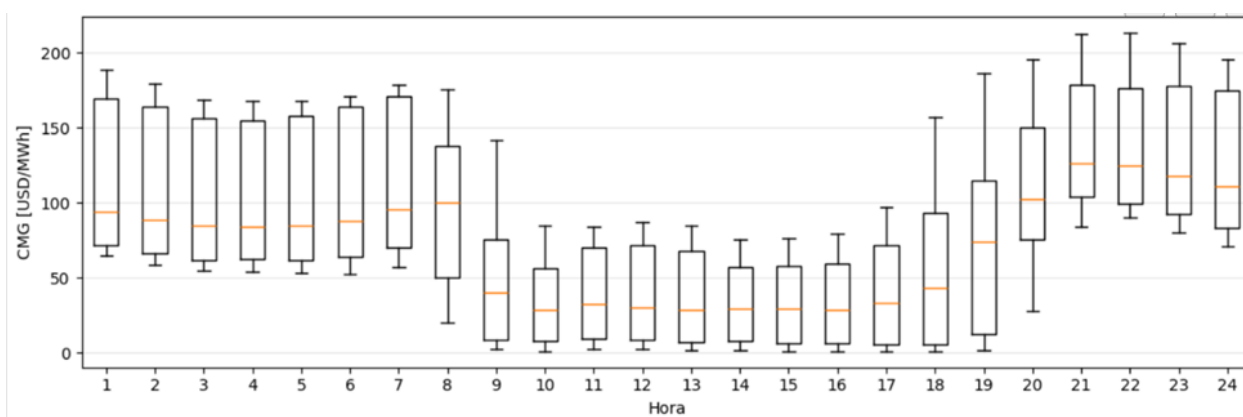


Figura 36: Distribución horaria del Costo Marginal de Generación (CMG) promedio por hora — Año 2023.

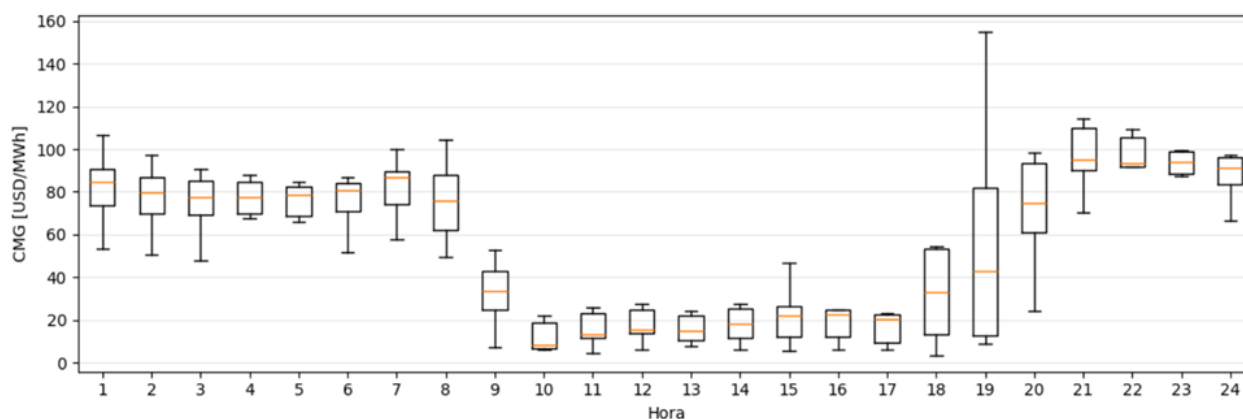


Figura 37: Distribución horaria del Costo Marginal de Generación (CMG) promedio por hora — Año 2024.

Este comportamiento refleja una señal económica emergente que favorece el almacenamiento energético, es decir, el sistema ya opera bajo una dinámica compatible con los sistemas BESS, en la que los precios bajos durante el día (por vertimiento) y altos durante la noche, permiten un potencial beneficio de arbitraje horario —es decir, comprar energía cuando es más barata y venderla o inyectarla cuando alcanza valores más altos—.

Así mismo, se favorece la integración de sistemas de almacenamientos futuros a implementar en la región de Tarapacá, y sugiriendo que, de haber existido capacidad BESS local, habría sido

posible absorber parte del exceso de energía solar diurna y reducir aún más los picos nocturnos.

Este mismo patrón **coincide con el perfil óptimo de carga y descarga de BESS**, según la modelación desarrollada, lo que facilita su integración sin alterar la estabilidad del sistema y reduce las necesidades de ajuste o redespacho cuando se instalen en un escenario ideal.

- **Carga (consumo)** en horas de bajo precio, provenientes del vertimiento que percibe según la colocación determinada para la región, reduciendo el exceso de generación y la congestión de inyección del sistema eléctrico regional.
- **Descarga (inyección)** en horas de alto precio, mitigando los picos del CMG y generando un **beneficio de arbitraje horario**, siempre y cuando no haya saturación del sistema si la energía almacenada sobrepasara los volúmenes de energía exigidos.

6.3.2.2. Escalamiento y sostenibilidad económica de los sistemas BESS

El análisis de los beneficios económicos del almacenamiento permite plantear una pregunta clave: *¿hasta qué punto los sistemas BESS continúan siendo rentables para el sistema eléctrico?*

Si bien su incorporación inicial genera impactos positivos evidentes —como la reducción del vertimiento, la estabilización de precios y una mayor eficiencia en el despacho—, estos efectos no se mantienen indefinidamente a medida que aumenta la capacidad total instalada como lo ha señalado la literatura.

Según Beranek et al. los autores analizan el comportamiento de tres escalas de BESS —5 GWh, 75 GWh y 150 GWh— dentro del sistema eléctrico alemán, examina tres ejes fundamentales del comportamiento de los sistemas BESS dentro del sistema eléctrico alemán [45]:

1. **La variación del ahorro energético del sistema** según diversas variables (demanda, verti-

miento, CMG, entre otros) a distinta escala de almacenamiento instalada.

2. **La evolución de los beneficios marginales** al aumentar la capacidad total.
3. **El patrón operativo diario de carga y descarga**, medido a través del estado promedio de carga (*State of Energy, SoE*).

Los resultados evidencian que los efectos del almacenamiento en diferentes materias dependen fuertemente de su capacidad instalada.

En sistemas pequeños (5 GWh), los beneficios en distintas materias son moderados y localizados, concentrándose principalmente en la reducción del vertimiento y en la mejora operativa del sistema sin alterar significativamente las señales económicas del mercado. A medida que la capacidad se amplía hacia un nivel intermedio (75 GWh), el sistema alcanza su punto de máxima eficiencia, donde los BESS contribuyen a suavizar los precios marginales, mejorar los ingresos de las energías renovables y reducir costos sistémicos, manteniendo al mismo tiempo la competitividad del mercado.

Sin embargo, los BESS grandes (150 GWh) comienzan a evidenciar rendimientos decrecientes, e incluso impactos negativos. En estos casos, el exceso de almacenamiento tiende a:

- Saturar las horas de baja demanda.
- Reducir en exceso los precios del mercado *spot*.
- Erosionar los ingresos de los generadores, especialmente de las tecnologías de respaldo.

El mismo estudio demuestra que, al pasar de 5 GWh a 150 GWh, el beneficio económico promedio del sistema cae desde valores superiores a 100 €/kWh hasta cerca de 20 €/kWh,

confirmando la presencia de beneficios marginales decrecientes. Este comportamiento refleja que, una vez mitigado el vertimiento y estabilizados los precios marginales, cada unidad adicional de almacenamiento aporta menos ahorro marginal, ya que los momentos de precios bajos se saturan, reduciendo la brecha entre precios de carga y descarga, y por tanto el margen de ganancia por ciclo de almacenamiento.

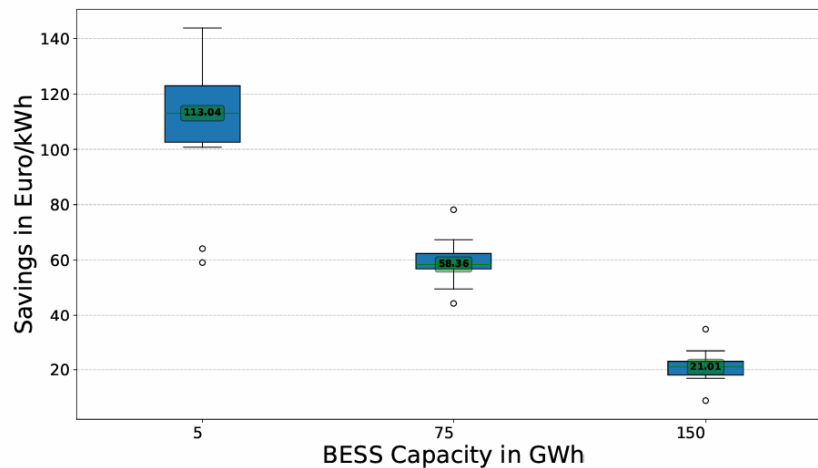


Figura 38: Ahorros monetarios promedio del sistema para cada nivel de capacidad instalada (en €/kWh) [45].

La Figura 38 ilustra claramente esta tendencia: los BESS pequeños generan los mayores beneficios económicos, las BESS medianos mantienen un nivel intermedio con alta eficiencia operativa, y los BESS grandes presentan una marcada disminución en los beneficios, evidenciando que la rentabilidad se erosiona a gran escala.

Complementariamente, el análisis del estado promedio diario de carga (*SoE*) mostrado en la Figura 39, evidencia cómo varía la utilización operativa de los sistemas según su tamaño. Los BESS pequeños (5 GWh) completan ciclos diarios de carga y descarga, mostrando una alta utilización; los BESS medianos (75 GWh) operan en ciclos amplios pero no completos, con una eficiencia razonable y cierta reserva de capacidad; y los BESS grandes (150 GWh) tienden a man-

tener niveles de carga parciales constantes, con ciclos más lentos y menor uso relativo, lo que refleja subutilización y pérdida de eficiencia operativa.

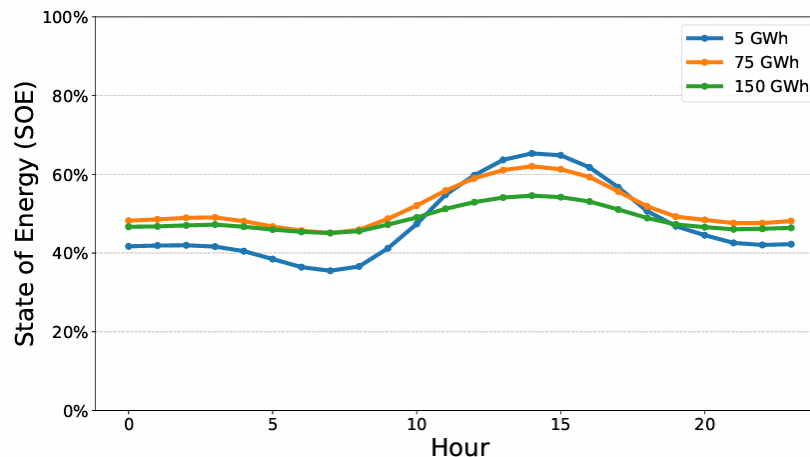


Figura 39: Evolución diaria promedio del nivel de carga (SoE) según la capacidad total instalada [45].

En otras palabras, los sistemas de gran escala pierden eficiencia económica y operativa porque, si bien logran absorber casi todo el excedente energético, lo hacen a costa de eliminar las diferencias horarias de precio que sustentan la rentabilidad del arbitraje y de operar con ciclos de carga más lentos y complejos generando baja utilización, lo que vuelve su inversión menos eficiente. En contraste, los sistemas medianos alcanzan un equilibrio más favorable, reduciendo los precios marginales en horas críticas sin eliminar completamente la señal horaria de precios, mientras que los sistemas pequeños mantienen una rentabilidad acotada pero estable y un aprovechamiento mayor de la energía vertida, beneficiándose tanto en términos económicos como operativos.

Es importante evaluar con precaución la capacidad de almacenamiento que se proyecta para la región de Tarapacá, ya que los resultados de la modelación indican que la futura implementación podría llegar a absorber cerca del 90 % del vertimiento solar disponible. Si bien esto refleja un alto nivel de eficiencia, también abre la posibilidad de una sobrecapacidad en el sistema, donde parte de la energía almacenada no podría ser inyectada de manera efectiva, reduciendo así la rentabilidad

económica del almacenamiento.

Asimismo, un exceso de capacidad de almacenamiento podría alterar el equilibrio operativo del sistema eléctrico regional. En la actualidad, la matriz eléctrica de Tarapacá depende principalmente de centrales térmicas e hidráulicas para mantener la estabilidad nocturna del sistema. Sin embargo, incorporar grandes volúmenes de almacenamiento en un contexto donde los precios ya se encuentran relativamente estables podría comprimir aún más los valores del CMG durante la noche.

Por otro lado, una capacidad moderada de almacenamiento permitiría aprovechar de manera más eficiente el vertimiento solar sin comprometer la señal económica del mercado. una vez mitigado el vertimiento, cada unidad adicional de almacenamiento aporta menos ahorro marginal, ya que el excedente energético disponible es limitado y la utilización efectiva del sistema disminuye.

En el caso de la región de Tarapacá, los resultados sugieren que una capacidad moderada de almacenamiento sería suficiente para absorber de forma eficiente los excedentes solares y contribuir a reducir los CMG en las horas más críticas del día. Sin embargo, al comparar este comportamiento con los resultados de la modelación, se observa que, siempre en condiciones ideales, persistiría un pequeño margen de vertimiento no absorbido, el cual probablemente se mantendría en los próximos periodos. Esto indica que la capacidad total de almacenamiento proyectada para la región podría considerarse adecuada u óptima para estabilizar los precios nocturnos del CMG, sin llegar a sobre corregir el mercado ni afectar la rentabilidad de las operaciones.

En cambio, una expansión masiva podría no justificar los costos adicionales asociados a su instalación y operación. En este contexto, los resultados adquieren particular relevancia para Chile: un BESS de menor tamaño podría operar en ciclos diarios de carga y descarga, siguiendo

los patrones de vertimiento diario característicos del norte del país y manteniendo una alta utilización operativa. En cambio, un sistema sobredimensionado tendería a permanecer subutilizado, con largos periodos ociosos en los que el vertimiento solar no alcanza para cargarlo completamente, lo que reduciría la eficiencia técnica y la rentabilidad económica del almacenamiento.

7. Conclusión

El presente estudio tuvo como propósito desarrollar un modelo conceptual para proyectar el vertimiento solar en la Región de Tarapacá y evaluar el impacto técnico-operativo y económico asociado a la incorporación futura de sistemas de almacenamiento BESS. A partir del análisis histórico (2022–2024), la proyección de escenarios futuros (2025–2028) y la evaluación comparativa de ambos, se obtuvieron resultados que permiten comprender la magnitud del fenómeno, sus causas estructurales y las implicancias que tendrá para el sistema eléctrico regional.

En primer lugar, el análisis histórico permitió constatar que el vertimiento solar en Tarapacá ha experimentado un crecimiento sostenido durante el período 2022–2024, evidenciando patrones temporales bien definidos. Los niveles de vertimiento aumentan en primavera y verano, coincidiendo con los meses de mayor irradiancia, mientras que las horas críticas se concentran entre las 10:00 y 16:00 horas. La tendencia ascendente observada responde principalmente al incremento acelerado de la capacidad solar instalada y a la limitada capacidad de evacuación eléctrica en la región, lo que confirma la existencia de un desajuste estructural entre generación potencial y capacidad real del sistema para integrarla.

En segundo lugar, el modelo conceptual permitió proyectar el vertimiento para el período 2025–2028, incorporando la expansión prevista de nuevas centrales fotovoltaicas y la entrada proyectada de sistemas BESS en la zona. Los escenarios modelados indican que el vertimiento continuará aumentando de manera significativa en ausencia de almacenamiento, dado que la capacidad de colocación permanece prácticamente constante y que mientras no se le de una colocación equiparada con la cantidad de ingreso de nuevas centrales, no existe una mejora real del sistema. Aun cuando la incorporación de BESS permite absorber parte importante de la energía que ac-

tualmente se vierte, el sistema presenta nuevas exigencias operativas, especialmente relacionadas con la necesidad de descargar la energía almacenada en horarios nocturnos, lo que depende de la disponibilidad de la red y sus condiciones de carga.

En tercer lugar, la evaluación del impacto técnico-operativo muestra que el almacenamiento contribuye a reducir el vertimiento diurno y mejora parcialmente la flexibilidad del sistema; sin embargo, la magnitud de la energía almacenada puede superar la capacidad real de evacuación nocturna, generando riesgos de vertimiento diferido y limitando el aprovechamiento total del recurso. Asimismo, el análisis revela que el escalamiento excesivo de la capacidad BESS no garantiza un beneficio proporcional, pues volúmenes grandes de energía descargada pueden estrechar la brecha de arbitraje y disminuir la eficiencia operativa del sistema.

Desde una perspectiva económica, los resultados muestran que la evolución del costo marginal en la región ha estado influida por el aumento de la generación solar y el incremento del vertimiento. La presencia de horas con precio cero favorece la carga económica de los BESS, pero la rentabilidad asociada a su descarga depende estrechamente de las condiciones de congestión y de la capacidad de la red para absorber la energía inyectada. Esto confirma que el beneficio económico del almacenamiento está condicionado por las restricciones estructurales del sistema eléctrico regional.

En conjunto, los hallazgos de esta investigación evidencian que el vertimiento solar en Tarapacá seguirá siendo un desafío relevante en el corto y mediano plazo, incluso con la incorporación de sistemas BESS. Si bien el almacenamiento representa una herramienta clave para mitigar parcialmente el fenómeno, su efectividad depende de una gestión coordinada con la infraestructura de transmisión y de una planificación que considere las limitaciones reales del sistema. Comprender estas dinámicas permite anticipar los desafíos operativos y económicos que enfrentará la región

ante su creciente penetración solar y contribuir a una visión más completa del comportamiento futuro del sistema eléctrico.

Finalmente, esta investigación aporta un marco metodológico replicable para el estudio del vertimiento en otras zonas del país, así como evidencia relevante sobre los efectos de la expansión solar y del almacenamiento en sistemas eléctricos con alta variabilidad de oferta renovable. Los resultados obtenidos permiten avanzar en la comprensión de un fenómeno que será cada vez más frecuente en Chile y en sistemas eléctricos con características similares, y ofrecen una base sólida para estudios futuros orientados a evaluar estrategias de integración, planificación de infraestructura y optimización del uso del recurso solar a nivel regional y nacional.

8. Recomendaciones

Una línea de trabajo que podría ampliarse en el futuro es explorar cómo la creciente dependencia del sistema eléctrico chileno en sistemas de almacenamiento tipo BESS puede afectar la seguridad energética. Si bien estas tecnologías aportan flexibilidad, reducen vertimientos y permiten desplazar energía renovable hacia horas de mayor demanda, diversos estudios advierten que su uso como única solución puede comprometer la seguridad energética ante contingencias del sistema.

Algunas normas internacionales exigen que las BESS se desconecten cuando la frecuencia o la tensión no se encuentra en rangos seguros [48], por lo que ante fallas severas podrían dejar de operar en los momentos críticos. Además, su duración limitada impide que sostengan el sistema durante eventos prolongados de baja generación renovable [49], donde la generación firme, principalmente térmica, sigue siendo indispensable para mantener continuidad y estabilidad. A esto se suma que, aunque las BESS pueden emular inercia, esta emulación no reemplaza completamente la estabilidad que entregan las máquinas síncronas [50].

Por ello, resulta pertinente analizar la diversificación de la matriz de almacenamiento, incorporando tecnologías con diferentes duraciones y características (como almacenamiento térmico, bombeo hidráulico, hidrógeno o almacenamiento de larga duración [27]), para así mantener una síncrona que actúe como ancla del sistema y no depender de un nivel mínimo de generación térmica. Esta combinación permitiría enfrentar de mejor manera contingencias prolongadas, responder a perturbaciones severas y asegurar la continuidad del suministro en un sistema cada vez más dependiente de energías renovables variables.

Referencias

- [1] Generadoras de Chile. Boletín generadoras de Chile – diciembre 2024, 10, 2024. <https://generadoras.cl/wp-content/uploads/2025/05/2412-BoletinGeneradorasdeChile-Diciembre-2024.pdf>.
- [2] Coordinador Eléctrico Nacional. Diagnóstico del uso esperado del sistema de transmisión: Proceso de planificación de la transmisión 2025. Technical report, 10, 2024. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/11/Diagnostico-del-Uso-Esperado-del-Sistema-de-Transmision-PET2025.pdf>.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional. Apéndice iii – diagnóstico del sistema de transmisión zonal. Technical report, 11, 2024. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/11/Apendice-III-Diagnostico-del-Sistema-de-Transmision-Zonal.pdf>.
- [4] TLS Containers. Understanding battery energy storage systems (BESS): The crucial relationship between power (MW) and energy capacity (MWh), 17, jun. 2025. <https://www.tls-containers.com/tls-blog/understanding-battery-energy-storage-systems-bess-the-crucial-relationships-between-power-and-energy-capacity>.
- [5] Enlight México. Bess: Qué son y cómo funcionan, 08, ago. 2025. <https://www.enlight.mx/blog/bess-que-son-y-como-funcionan#ventajas-de-los-bess-sobre-otros-sistemas-de-almacenamiento>.

- [6] ACERA. Las ernc en el sistema eléctrico chileno, 2018. <https://www.acera.cl/wp-content/uploads/2019/08/2018-Las-ERNC-en-el-Sistema-Ele%CC%81ctrico-Chileno-espan%CC%83ol.pdf>.
- [7] Generadoras de Chile. Generación eléctrica en Chile, 2025. Accedido: 16 de octubre de 2025 <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile/>.
- [8] Nicolás Alonso García Bernal. Segmento de transmisión de electricidad. regulación vigente y desafíos regulatorios, 16, jun. 2025. https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/37302/1/BCN___Revision_del_estado_actual_del_Segmento_de_transmision_electrica.pdf.
- [9] Daniel Gutiérrez. Sistemas de transmisión de energía eléctrica, 23, jun. 2023. <https://derecho.udd.cl/noticias/2023/06/sistemas-de-transmision-de-energia-electrica-daniel-gutierrez/>.
- [10] Punto Solar. Energías renovables no convencionales (ernc). Accedido: 16, nov. 2025. <https://puntosolar.cl/blog/blog-punto-solar-2/http://puntosolar.cl/rnz4-24#:~:text=%C2%BFQu%C3%A9%20son%20las%20Energ%C3%ADas%20Renovables,a%20mitigar%20el%20cambio%20clim%C3%A1tico.>
- [11] Ley N° 19.940. Diario oficial de la república de Chile, Santiago de Chile, 13 de septiembre de 2004, 2004.
- [12] Ley N° 20.257. Diario oficial de la república de Chile. Santiago de Chile, 4 de abril de 2008, 2008.

- [13] 4 de abril de 2008 Diario Oficial de la República de Chile. Santiago de Chile. Ley n.º 20.936, 2016.
- [14] Ministerio de Energía. Política energética nacional 2050, mar. 2022. Gobierno de Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf.
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional. *Reporte de desempeño del sistema eléctrico nacional (Art. 72º-15, Ley 20.936) | año 2024*. <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/04/CEN-Reporte-Art-72-15-15-ano-2024.pdf>, 2025.
- [16] Comisión Nacional de Energía. Anuario estadístico de energía 2023, 2023.
- [17] Colbún. Cómo se definen los costos de generación en el sistema eléctrico chileno, 31, mar. 2022. <https://www.colbun.cl/corporativo/sala-de-prensa/newsletter/suministradores/detalle/como-se-definen-los-costos-de-generacion-en-el-sistema-electrico-chileno>
- [18] Comisión Nacional de Energía. Norma técnica de coordinación y operación. Technical report, 08. 2021. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>.
- [19] Coordinador Eléctrico Nacional. Coordinador eléctrico nacional, s.f. Accedido: 16, oct. 2025. <https://www.coordinador.cl/coordinador/>.
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional. Objetivos y funciones, s.f. Accedido: 18, oct. 2025. <https://www.coordinador.cl/coordinador/objetivos-y-funciones/>.

- [21] Comisión Nacional de Energía. Comisión nacional de energía, s.f. Accedido: 16, nov. 2025. <https://www.cne.cl/quienes-somos/>.
- [22] Carey. Ley 20.936: Nuevo sistema de transmisión eléctrica y nuevo organismo coordinador independiente, 9, ago. 2016. <https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health>.
- [23] Barinia Montoya. Vertimiento de energía: el nudo que Chile necesita desatar, 6, mar. 2024. <https://climatetrackerlatam.org/historias/vertimiento-de-energia-el-nudo-que-chile-necesita-desatar/>.
- [24] Revista Nueva Minería. Vertimientos de energías renovables alcanzaron récord en 2024, 7, ene. 2025. <https://www.nuevamineria.com/revista/vertimientos-de-energias-renovables-alcanzaron-record-en-2024/>.
- [25] Coordinador Eléctrico Nacional. Guía técnica cdc n1-2024: Cálculo prorrateo de generación centrales con igual costo variable. Technical report, 29, may. 2024. <https://www.who.int/es/news-room/fact-sheets/detail/climate-change-and-health>.
- [26] Enel. Bess: sistemas de almacenamiento de energía en batería (battery energy storage system), 2021. <https://www.enel.com/es/learning-hub/almacenamiento/bess>.
- [27] Comisión Nacional de Energía. Reporte energía abierta ciudadana - almacenamiento, jul. 2024. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/RCiudadano_v202408.pdf.

[28] Ley N° 21.505. Diario oficial de la república de chile. santiago de chile, 17 de noviembre de 2022, 2022.

[29] Garrigues. Chile: Se aprueban cambios relevantes en el reconocimiento y compensación de sistemas de almacenamiento de energía y centrales híbridas, 4, jun. 2024. https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/chile-aprueban-cambios-relevantes-reconocimiento-compensacion-sistemas-

[30] Miguel Rifo. Gobierno lanza reforma clave para pmgd con foco en almacenamiento y operación en tiempo real, 11, jul. 2025. Reporte Minero. <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2025/07/reforma-reglamento-pmgd-energia-chile-almacenamiento>.

[31] Energía Estratégica. Bess en auge: Chile tiene más de 14 gw de capacidad en proyectos en fase de calificación, 11, jun. 2025. <https://www.energiaestrategica.com/bess-en-auge-chile-tiene-mas-de-14-gw-de-capacidad-en-proyectos-en-fase>

[32] SINCA – Ministerio del Medio Ambiente. Región de tarapacá, n.d. Accedido: 14, jul. 2025. <https://sinca.mma.gob.cl/index.php/region/info/id/I>.

[33] Ministerio de Energía de Chile. Explorador solar: Gráfico de radiación global horizontal, s.f. Accedido: 19, ago. 2025. <https://solar.minenergia.cl/exploracion>.

[34] Revista Crisol. Tarapacá es región líder en la generación de energías limpias, 13, abr. 2021. <https://revistacrisol.cl/tarapaca-es-region-lider-en-la-generacion-de-energias-limpias/>.

- [35] Ministerio de Energía de Chile. Planta solar más grande de tarapacá iluminará 150 mil hogares del país, 12, abr. 2021. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/planta-solar-mas-grande-de-tarapaca-iluminara-150-mil-hogares-del-pais>.
- [36] ACERA A.G. La región de tarapacá está viviendo la época de oro de la energía solar, s.f. Accedido: 28, jul. 2025. <https://www.acera.cl/la-region-de-tarapaca-esta-viviendo-la-epoca-de-oro-de-la-energia-solar>.
- [37] Coordinador Eléctrico Nacional. Infotécnica: Instalaciones en operación, región de tarapacá, s.f. Accedido: 19, jul. 2025. <https://infotecnica.coordinador.cl/geo/region/tarapaca-2>.
- [38] Ministerio de Energía de Chile. Reporte de proyectos, s.f. Accedido: 25, oct. 2025. <https://energia.gob.cl/panel/reporte-de-proyectos>.
- [39] Ministerio de Energía de Chile. ¿qué son las energías renovables?, s.f. Accedido: 23, oct. 2025. <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables>.
- [40] International Energy Forum. The remarkable rise of solar power, 26, ene. 2024. <https://www.ief.org/news/the-remarkable-rise-of-solar-power>.
- [41] Archivo Chile. Crisis energética en Chile: Rol y futuro de las energías renovables no convencionales, 2010. https://www.archivochile.com/Chile_actual/patag_sin_repre/03/chact_hidroy-3%2000025.pdf.
- [42] Arturo D. Alarcón and Martha Carvalho. El desafío del vertimiento en ener-

- gías renovables, 12, feb. 2025. <https://www.iadb.org/es/blog/energia/el-desafio-del-vertimiento-en-energias-renovables>.
- [43] Ramiro De Elejalde and Carlos Ponce. Los desafíos de la intermitencia de las energías renovables no convencionales, 29, dic. 2016. <https://fen.uahurtado.cl/2016/noticias/los-desafios-de-la-intermitencia-de-las-energias-renovables-no-convenci>
- [44] Ministerio de Energía de Chile. *Concepto de flexibilidad en el sistema eléctrico nacional*. Technical report, jun. 2019. https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_acera_estudio_flexibilidad.pdf.
- [45] Julius Beranek, Sebastian Zietlow, Thorsten Weiskopf, Armin Ardone, and Wolf Fichtner. Financial economic relief using grid-scale battery storage systems in future electricity markets, s.f. Karlsruhe Institute of Technology (KIT).
- [46] J. C. Araneda. El sistema eléctrico chileno. Presentación en e-RIAC 2021. [En línea], 13, may. 2021. https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2021/07/Sistema-Elctrico_CHILE__e_RIAC_2021.pdf.
- [47] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA). Kimal – lo aguirre: la carretera eléctrica clave para la transición energética en Chile, 2024. Accedido: 14-nov-2025. <https://www.acera.cl/kimal-lo-aguirre-la-carretera-electrica-clave-para-la-transicion-energe>
- [48] IEEE Standards Association. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces, 2018.

Accedido: 21, nov. 2025. <https://web.nit.ac.ir/~shahabi.m/M.Sc%20and%20PhD%20materials/DGs%20and%20MicroGrids%20Course/Standards/IEEE%20Std%201547%E2%84%A2-2018.pdf>.

[49] Paul Denholm, Wesley Cole, A. Will Frazier, Kara Podkaminer, and Nate Blair. The challenge of defining long-duration energy storage, 2021. Accedido: 15, nov. 2025. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80583.pdf>.

[50] Australian Energy Market Operator (AEMO). 2022 inertia report, dic. 2022. Accedido: 07, nov. 2025 https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/operability/2022/2022-inertia-report.pdf.