

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

**Análisis Espaciotemporal del Uso de Suelo en Zonas de Localización de
Plantas Fotovoltaicas en la Región de Valparaíso**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

SEBASTIÁN ANDRÉS PALMA DÍAZ

PROFESOR GUÍA

RODRIGO DEMARCO

PROFESOR CO-GUÍA

IGNACIO VERDUGO

VALPARAÍSO DE CHILE, 11 DE JULIO 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: Análisis Espaciotemporal del Uso de Suelo en Zonas de Localización de Plantas Fotovoltaicas en la Región de Valparaíso

Nombre del candidato(a): Sebastián Andrés Palma Díaz

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Industrial

Campus: Casa Central Valparaíso; **Departamento:** Industrias

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Rodrigo Demarco Bull, 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

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

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

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: 31-07-2025

; Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 31-07-2025

; Firma:

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

BIB-FO2385_01



Tabla de Contenidos

1. Resumen Ejecutivo	9
2. Abstract	10
3. Problema de Investigación	11
3.1. Objetivo General	14
3.2. Objetivos Específicos	14
4. Alcance	15
5. Marco Teórico	17
5.1. Transición Energética a Nivel Mundial	17
5.2. Transición energética y políticas de descarbonización en Chile	18
5.3. Energía solar en Chile: evolución, plantas fotovoltaicas y PMGD	21
5.4. Energía solar fotovoltaica: funcionamiento, tipos y evolución tecnológica	23
5.5. Clasificación y dinámica del uso de suelo en Chile	24
5.6. Conflictos territoriales por instalación de plantas solares	26
5.7. Captura de carbono por vegetación y bosques	27
5.8. Valoración económica de suelos agrícolas en la Región de Valparaíso	29
5.9. Parámetros de rendimiento y evaluación ambiental de plantas solares	30
5.10. Sistemas de Información Geográfica (SIG) en análisis territorial	32
5.11. Proyecciones estadísticas y modelación territorial	33
6. Metodología	36



6.1. Enfoque metodológico general	36
6.2. Área de estudio	38
6.3. Fuentes de datos	40
6.4. Construcción de base de datos y análisis geoespacial	42
6.4.1. Localización y digitalización de plantas fotovoltaicas	43
6.4.2. Capas de uso de suelo y homologación temporal	44
6.4.3. Intersección espacial y cálculo de superficies	44
6.4.4. Exportación tabular y estructuración de la base	46
6.4.5. Procesamiento en entorno Python	46
6.4.6. Validación de consistencia y calidad de datos	47
6.4.7. Síntesis metodológica	47
6.5. Modelación estadística y proyección territorial	47
6.5.1. Objetivo y enfoque	48
6.5.2. Herramientas y datos procesados	48
6.5.3. Modelos aplicados y criterios de selección	48
6.5.4. Variables proyectadas	49
6.5.5. Limitaciones y contexto de predicción	50
6.6. Simulación técnica en RETScreen	50
6.7. Estimación del valor agrícola y forestal	52
6.7.1. Valor agrícola proyectado	53
6.7.2. Valor forestal y de pradera proyectado	54
6.8. Análisis comparativo de escenarios	55
6.8.1. Ingreso por hectárea de plantas fotovoltaicas	55



6.8.2.	Emisiones evitadas por plantas fotovoltaicas	56
6.9.	Resumen metodológico de modelos aplicados	57
7.	Resultados	60
7.1.	Parte I: Análisis Espacial y Temporal del Uso de Suelo	60
7.1.1.	Evolución territorial y temporal de la ocupación del suelo	60
7.1.2.	Comparación acumulada de uso de suelo por período	62
7.1.3.	Distribución porcentual del uso de suelo	63
7.1.4.	Potencia instalada y su relación con tipo de suelo	64
7.1.5.	Relación entre superficie ocupada y potencia instalada	65
7.1.6.	Superficie total transformada por tipo de suelo	66
7.2.	Parte II: Proyección y Comparación de Escenarios Futuros	66
7.2.1.	Proyección de superficie agrícola ocupada por plantas FV	66
7.2.2.	Proyección del precio de la energía eléctrica	68
7.2.3.	Proyección de potencia instalada y energía generada por plantas FV	69
7.2.4.	Comparación de ingresos por hectárea: FV vs. agricultura	70
7.2.5.	Comparación de emisiones evitadas por FV vs. captura de carbono por bosques	73
7.2.6.	Comparación de emisiones evitadas por FV vs. captura de carbono por praderas	77
8.	Conclusiones	81
9.	Limitaciones	83



10. Anexos

93



Lista de Tablas

1.	Ingreso agrícola histórico por hectárea para cultivos seleccionados. Fuente: ODE-PA (42), ChileAgrícola (43), INDAP y cálculos propios.	53
2.	Precio histórico de la energía eléctrica según el precio nudo promedio del SEN. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) (55)	55
3.	Factores históricos de emisión del sistema eléctrico chileno.(44)	57
4.	Resumen de modelos utilizados para la estimación de variables agrícolas, energéticas y territoriales.	58
5.	Ajuste de modelos para proyección de ingreso agrícola por hectárea.	71
6.	Intersección territorial de plantas fotovoltaicas (parte 1)	93
7.	Intersección territorial de plantas fotovoltaicas (parte 2)	93
8.	Intersección territorial de plantas fotovoltaicas (parte 3)	94

Lista de Figuras

1.	Índice Global de Transición Energética 2024. Fuente: (13)	18
2.	Balance Nacional de Energía en Chile para el año 2023. Fuente: Ministerio de Energía de Chile (14).	20
3.	Capacidad acumulada de PMGD solar fotovoltaica por comuna en la Región de Valparaíso (2024). Fuente: Energía Abierta (26).	22
4.	Diagrama de Flujo general de la metodología aplicada en la investigación. Fuente: Elaboración propia.	38
5.	Ubicación de plantas solares fotovoltaicas en la Región de Valparaíso. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos de CONAF y Ministerio de Energía.	40
6.	Delimitación de plantas solares fotovoltaicas sobre imágenes satelitales en QGIS. Fuente: Elaboración propia.	43
7.	Intersección espacial entre plantas solares y cobertura agrícola. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos del Ministerio de Energía y CONAF.	45
8.	Intersección espacial entre plantas solares y cobertura boscosa. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos del Ministerio de Energía y CONAF.	45
9.	Intersección espacial entre plantas solares y praderas. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos del Ministerio de Energía y CONAF.	46
10.	Simulación de Factor Planta en RETScreen Expert	51
11.	Mapa de densidad de plantas fotovoltaicas en la Región de Valparaíso. Fuente: elaboración propia en QGIS.	60



12.	Ejemplo de identificación de Plantas fotovoltaicas como polígonos en QGIS. Fuente: elaboración propia en QGIS.	61
13.	Evolución anual del uso de suelo por tipo de cobertura (2015–2023). Fuente: elaboración propia en Python a partir de base SIG y datos CONAF.	61
14.	Superficie acumulada intervenida por tipo de cobertura en 2013–2018 y 2019–2023. Fuente: elaboración propia en Python.	62
15.	Distribución porcentual del uso de suelo afectado. Izquierda: 2013–2018. Derecha: 2019–2023. Fuente: elaboración propia.	63
16.	Potencia instalada por tipo de uso de suelo y año de operación. Fuente: elaboración propia.	64
17.	Relación entre área ocupada y potencia instalada por planta. Fuente: elaboración propia.	65
18.	Superficie total transformada por tipo de suelo (2013–2023). Fuente: elaboración propia a partir de QGIS y Python.	66
19.	Proyección de superficie agrícola ocupada por plantas FV (2013–2050). Fuente: elaboración propia.	67
20.	Proyección del precio promedio de venta de energía eléctrica (\$/MWh). Fuente: elaboración propia.	68
21.	Proyección de potencia instalada acumulada por plantas FV (2013–2050). Fuente: elaboración propia.	69
22.	Proyección de energía eléctrica anual generada por plantas FV (en MWh). Fuente: elaboración propia.	69



23.	Ingreso bruto por hectárea observado: palta (azul), uva (café), trigo (naranja) y plantas FV (verde). Fuente: elaboración propia.	70
24.	Ingreso anual proyectado por hectárea: comparación entre FV y cultivos agrícolas. Fuente: elaboración propia.	71
25.	Proyección de superficie forestal ocupada por plantas FV (2025–2050) utilizando modelo Holt–Winters. Fuente: elaboración propia.	73
26.	Proyección del factor de emisión del sistema eléctrico mediante tres modelos. Fuente: elaboración propia.	74
27.	Comparación entre captura de carbono natural de bosques y emisiones evitadas por plantas FV (2025–2050). Fuente: elaboración propia.	76
28.	Datos históricos y proyección HW de hectáreas de pradera afectadas (2025–2050). El modelo Holt–Winters presenta MAE=4,69 ha y RMSE=5,75 ha.	78
29.	Captura de praderas vs. emisiones evitadas por FV (2025–2050). Las líneas punteadas marcan los puntos de cruce entre la captura y cada curva de emisiones: polinómico en 2029 y Holt–Winters en 2041.	79

1. Resumen Ejecutivo

Esta memoria analiza el impacto territorial, económico y ambiental de la expansión de plantas solares fotovoltaicas (FV) en la Región de Valparaíso entre 2015 y 2023, integrando herramientas de Sistemas de información geográficos (SIG), modelación estadística y análisis económico-ambiental. El objetivo fue evaluar si la expansión FV es compatible con la conservación de suelos agrícolas y vegetacionales, considerando tanto la rentabilidad como la captura de carbono natural.

El análisis espaciotemporal reveló que, si bien el suelo agrícola ha sido el más transformado históricamente, desde 2019 se observa una expansión creciente sobre bosques y praderas, especialmente en proyectos de gran escala. En lo económico, se proyectaron ingresos por hectárea para cultivos (trigo, uva y palta) y para FV. La palta destacó con una rentabilidad creciente, superando a la FV a partir de 2029. En lo ambiental, se estimaron las emisiones evitadas por FV bajo distintos modelos de factor de emisión y se compararon con la captura de CO₂ de bosques y praderas. Los resultados indicaron que, en escenarios de descarbonización acelerada, la conservación de vegetación nativa ofrece mayores beneficios climáticos desde 2029 (modelo polinomial) o 2041 (modelo Holt–Winters).

Se concluye que, aunque la FV es clave para la transición energética, su expansión debe planificarse cuidadosamente. La rentabilidad es alta, pero existen cultivos competitivos como la palta. Además, la instalación sobre suelos con cobertura vegetal solo es climáticamente ventajosa mientras el sistema eléctrico mantenga altos factores de emisión. Se recomienda priorizar suelos degradados o de baja productividad para futuros proyectos, integrando criterios de ordenamiento territorial y sostenibilidad.

2. Abstract

This thesis analyzes the territorial, economic, and environmental impacts of the expansion of photovoltaic (PV) solar plants in Chile's Valparaíso Region between 2013 and 2023. Using GIS tools, statistical modeling, and economic–environmental analysis, the study assesses whether this energy expansion is compatible with preserving agricultural and vegetative land in terms of profitability and carbon capture.

The spatial–temporal analysis revealed that, while agricultural land has historically been the most affected, since 2019 there has been increasing expansion into forests and grasslands, especially by large-scale projects. Economically, projected income per hectare from key crops (wheat, grapes, and avocados) was compared with PV systems. Avocados showed increasing profitability, potentially surpassing PV returns around 2029. Environmentally, CO₂ emissions avoided by PV were estimated under different emission factor models and compared with the natural carbon capture capacity of forests and grasslands. Results showed that under accelerated decarbonization scenarios, preserving native vegetation yields greater climate benefits from 2029 (polynomial model) or 2041 (Holt–Winters model).

In conclusion, although PV plays a key role in the energy transition, its expansion must be strategically planned. Despite its high profitability, crops like avocado are increasingly competitive. Moreover, installing PV systems on vegetated soils is only environmentally advantageous while the national electric grid maintains high emission factors. Future installations should prioritize degraded or low-productivity land, integrating land-use planning and sustainability criteria.

3. Problema de Investigación

La creciente demanda energética y los compromisos internacionales en torno a la descarbonización han impulsado una expansión sostenida de proyectos de generación renovable en Chile durante la última década (1). En particular, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un desarrollo acelerado (por ejemplo, su capacidad instalada pasó de representar apenas un 0,06 % de la matriz en 2013 a cerca de un 30 % en 2021) (1), posicionándose como una de las principales fuentes de generación en el país gracias a su alto potencial técnico(3), la drástica disminución de sus costos(2) y las facilidades normativas para su implementación(22).

En este contexto, la Región de Valparaíso ha sido un territorio clave para la instalación de plantas fotovoltaicas, dada su ubicación estratégica, disponibilidad de suelo y niveles de irradiación solar aceptables (3). Estudios indican que en las zonas del interior de esta región convergen tres condiciones favorables: una elevada radiación solar, terrenos relativamente planos (aptos para emplazar paneles) y cercanía a tendidos eléctricos para la evacuación de la energía generada (4). Estas características han atraído importantes inversiones solares al territorio, consolidando a Valparaíso como una de las regiones con mayor proliferación de proyectos fotovoltaicos en Chile.

No obstante, esta expansión no ha estado exenta de tensiones territoriales: la localización de infraestructura energética en suelos previamente destinados a actividades agrícolas o forestales plantea interrogantes respecto a la sostenibilidad de largo plazo, el uso eficiente del territorio y los eventuales impactos en las funciones productivas y ecológicas del suelo. A nivel global se ha señalado que uno de los principales conflictos asociados al desarrollo de energías renovables es la ocupación de tierras agrícolas, lo que en contextos locales puede traducirse en conversión de uso de suelo más allá de lo conveniente (5). El suelo no es un soporte inerte: cumple funciones

ecológicas como la captura de carbono y la provisión de servicios ecosistémicos que pueden verse mermados al ser cubierto por infraestructuras fotovoltaicas.

A pesar del volumen creciente de instalaciones solares, aún existe una brecha significativa en el análisis territorial sistemático que permita caracterizar con precisión el tipo de suelo afectado por estas infraestructuras y evaluar su evolución en el tiempo. En particular, la ausencia de una planificación energética articulada con herramientas de ordenamiento territorial dificulta la identificación de zonas óptimas para el desarrollo de energías renovables sin incurrir en conflictos de uso de suelo (6). Este vacío podría derivar en decisiones descoordinadas que comprometan superficies agrícolas estratégicas o ecosistemas valiosos, incrementando el riesgo de conflictos socioambientales.

Frente a este escenario, la presente investigación tiene como propósito analizar el impacto espaciotemporal de la instalación de plantas fotovoltaicas en la Región de Valparaíso entre los años 2013 y 2023, mediante el uso de herramientas de Sistemas de Información Geográfica (SIG) y bases de datos oficiales. Para ello, se realizará un cruce entre la información georreferenciada de las plantas solares y las coberturas de uso de suelo provistas por organismos como CONAF (7), con el fin de identificar los tipos de suelo más afectados, cuantificar la superficie comprometida por tipo de uso y determinar tendencias de expansión en el periodo analizado.

Adicionalmente, se propone evaluar la conveniencia de seguir destinando ciertos territorios a generación solar fotovoltaica en comparación con su uso agrícola tradicional y su rol como sumideros de carbono. Esta comparación considera dos dimensiones clave: por un lado, los ingresos potenciales de cultivos representativos de la región frente a los ingresos estimados de una planta fotovoltaica; por otro, la capacidad de captura de CO₂ del territorio afectado frente al beneficio ambiental derivado de la generación eléctrica renovable.

En este marco, la investigación busca responder a preguntas como: ¿Qué tipos de uso de suelo han sido más afectados por la instalación de plantas fotovoltaicas en la Región de Valparaíso entre 2013 y 2023? ¿Cuál es la magnitud del impacto territorial, en términos de superficie? ¿Qué tendencias de crecimiento presentan estas instalaciones en cuanto a superficie ocupada y potencia instalada? ¿Qué alternativa representa un mayor beneficio a largo plazo: conservar el suelo agrícola/forestal o destinarlo a generación solar? ¿Hasta qué punto es sostenible, desde una perspectiva territorial, continuar expandiendo este tipo de infraestructura sin comprometer funciones críticas del territorio?

3.1. Objetivo General

Evaluar el impacto espaciotemporal de la instalación de plantas fotovoltaicas sobre el uso de suelo en la Región de Valparaíso entre 2015 y 2023, con el fin de determinar la magnitud de la transformación territorial, su relación con funciones productivas y ecológicas del suelo, y la factibilidad de una expansión futura sostenible. Para ello se emplearán herramientas de sistemas de información geográfica (SIG), análisis estadístico sobre estadísticas de energía solar y modelación económico-ambiental basada en proyecciones de capacidad instalada.

3.2. Objetivos Específicos

- Identificar y georreferenciar las plantas fotovoltaicas instaladas en la Región de Valparaíso entre 2015 y 2023, utilizando bases de datos oficiales del Ministerio de Energía y técnicas SIG.
- Caracterizar el tipo de uso de suelo afectado por cada planta según su año de instalación, empleando las coberturas de uso de suelo de CONAF.
- Cuantificar la superficie transformada por las plantas fotovoltaicas en cada categoría de uso de suelo (agrícola, forestal, praderas, áreas desprovistas, urbano e industrial).
- Proyectar el crecimiento de la infraestructura fotovoltaica en la región mediante modelos de regresión, estimando la superficie y potencia asociada a futuras instalaciones.
- Comparar el impacto territorial de las plantas fotovoltaicas con los beneficios económicos del uso agrícola y la captura de carbono de los suelos afectados, evaluando escenarios de eficiencia y sostenibilidad.

4. Alcance

Como toda investigación aplicada, el presente estudio está sujeto a una serie de limitaciones que deben ser reconocidas con el fin de contextualizar los resultados y evitar interpretaciones que excedan el alcance real del análisis. Estas limitaciones provienen principalmente de la disponibilidad de datos, el marco territorial de referencia y los supuestos asociados a las herramientas metodológicas utilizadas.

En primer lugar, la cantidad de datos disponibles sobre instalaciones fotovoltaicas en la Región de Valparaíso es limitada debido a que la expansión masiva de este tipo de proyectos comenzó de forma significativa recién a partir del año 2015. Si bien en la actualidad se cuenta con un número considerable de plantas operativas en la región, el período de observación efectivo es acotado, abarcando apenas una década. Esta restricción temporal limita la profundidad del análisis longitudinal y, en consecuencia, afecta el grado de certidumbre de las proyecciones estadísticas a largo plazo. Las tendencias proyectadas en este trabajo deben, por tanto, ser interpretadas como aproximaciones exploratorias basadas en la información empírica disponible hasta el año 2023.

En segundo lugar, el análisis del uso de suelo se ve restringido por la baja frecuencia de actualización de las coberturas oficiales provistas por la Corporación Nacional Forestal (CONAF). Actualmente, las versiones más recientes y completas de esta cartografía corresponden a los años 2013 y 2019, por lo que el estudio debe basarse exclusivamente en estas dos temporalidades para realizar comparaciones espaciales. Esta escasez de puntos de referencia temporales impide observar transformaciones de corto plazo o variaciones anuales, y obliga a asumir cierta estabilidad en el uso del suelo durante los intervalos sin datos actualizados.

Asimismo, es importante señalar que las clasificaciones de uso de suelo de CONAF, aun-

que ampliamente utilizadas, presentan una escala y categorización que puede no capturar ciertas dinámicas locales o microterritoriales relevantes, como los cambios en cultivos específicos, actividades silvoagropecuarias menores o la degradación progresiva del suelo. Si bien constituyen la mejor fuente disponible a nivel nacional, estas limitaciones deben considerarse al interpretar los resultados.

Otra limitación relevante proviene del uso de modelos para realizar proyecciones. Como se indicó previamente, estos modelos asumen que las tendencias observadas en el pasado reciente se mantendrán en el futuro, lo cual no siempre se cumple en contextos sujetos a cambios tecnológicos, normativos o económicos abruptos. Además, los modelos utilizados no incorporan de forma explícita variables cualitativas, como la normativa de uso de suelo, la oposición comunitaria, la disponibilidad hídrica o los cambios en políticas de subsidio o incentivos energéticos.

Finalmente, el análisis se limita geográficamente a la Región de Valparaíso, por lo que sus resultados no pueden ser extrapolados automáticamente a otras regiones del país con dinámicas territoriales, climáticas o productivas distintas. El enfoque regional es adecuado para capturar el fenómeno local, pero restringe el alcance nacional del estudio.

A pesar de estas limitaciones, se considera que los métodos utilizados y las fuentes de datos seleccionadas permiten obtener conclusiones válidas dentro del marco definido, especialmente para establecer tendencias generales y aportar evidencia que fundamente la discusión sobre sostenibilidad territorial en el contexto de la transición energética.

5. Marco Teórico

5.1. Transición Energética a Nivel Mundial

La transición energética global constituye un cambio estructural desde un sistema basado en combustibles fósiles hacia uno sustentado en fuentes renovables, particularmente energía solar y eólica. Este proceso busca mitigar el cambio climático, limitar el calentamiento global por debajo de los 2°C y lograr la neutralidad de carbono a mediados de siglo. Según la Agencia Internacional de Energía (IEA), para alcanzar el escenario de cero emisiones netas al 2050, dos tercios de la energía primaria deben provenir de fuentes renovables, y la energía solar representará cerca del 20 % del total (11).

El sector eléctrico es clave en esta transformación: se espera que represente el 50 % del consumo final de energía hacia 2050, frente al 20 % actual. Este fenómeno viene acompañado de una electrificación masiva del transporte, la industria y los hogares (11). Aunque la participación de renovables en la generación eléctrica global ha aumentado de un 20 % en 2011 a un 28 % en 2021, aún existe una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, que aportan el 81 % de la energía primaria mundial (12).

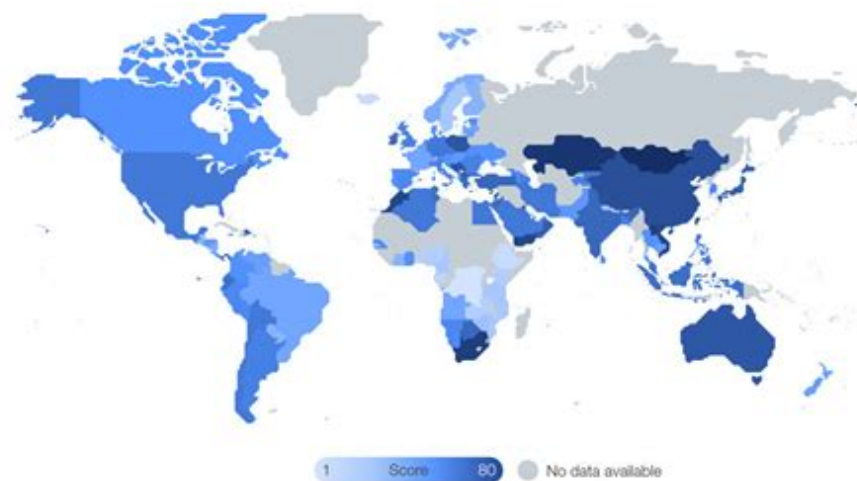
La transición, sin embargo, avanza de manera desigual. Mientras países como Dinamarca y Alemania han liderado en generación renovable, otros aún enfrentan barreras tecnológicas, económicas y regulatorias que dificultan el abandono de los combustibles fósiles (13).

Este contexto global permite situar la relevancia del caso chileno. Chile, con su alto potencial solar, se perfila como un actor regional clave en la transición energética. Su análisis territorial y sectorial, particularmente en el uso agrícola del suelo, ofrece una oportunidad única para integrar sostenibilidad, productividad y eficiencia energética, lo que motiva este trabajo.

Fostering Effective Energy Transition



Energy Transition Index 2024: Carbon Intensity per Total Energy Supply for countries



Note: Unit = MJ/USD PPP

Source: World Economic Forum Fostering Effective Energy Transition 2024. Derived from International Energy Agency (IEA) World Energy Balances (2022). Read more at wef.ch/energy24

Figura 1: Índice Global de Transición Energética 2024. Fuente: (13)

5.2. Transición energética y políticas de descarbonización en Chile

Durante las últimas décadas, la comunidad internacional ha establecido compromisos progresivos para enfrentar el cambio climático, dentro de los cuales destaca el Acuerdo de París (15), en el que los países firmantes se comprometieron a limitar el aumento de la temperatura media global a menos de 2°C respecto de niveles preindustriales y a realizar esfuerzos para no superar 1.5°C (8).

En este marco, la transición hacia una matriz energética baja en emisiones de carbono se ha convertido en una prioridad estratégica. Las energías renovables no convencionales (ERNC) se

han posicionado como uno de los pilares fundamentales para lograr este objetivo, debido a su bajo impacto ambiental y creciente competitividad económica. Chile, país con una matriz históricamente dependiente de los combustibles fósiles, ha adoptado una postura activa frente a estos desafíos mediante una serie de compromisos internacionales y políticas públicas robustas.

En el año 2020, Chile presentó su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) actualizada ante la CMNUCC, comprometiéndose a alcanzar la carbono neutralidad al año 2050 (9). Este compromiso implica una transformación profunda del sector energético, responsable de aproximadamente el 78 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel nacional (10).

Uno de los principales instrumentos que han permitido esta transformación es la **Ley 20.257**, promulgada en 2008, la cual estableció una cuota mínima de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales, comenzando con un 5 % en 2010 y aumentando gradualmente hasta un 10 % en 2024 (16). Además, Chile ha implementado estrategias como la *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde* (2020), que fija metas de producción competitiva y crecimiento de capacidad hasta 2025 (17), y la *Estrategia de Transición Energética Justa* (2021), que promueve un enfoque socialmente inclusivo y territorialmente equitativo ante el cierre de centrales a carbón (18).

La transición energética no sólo responde a una urgencia climática, sino también a razones económicas y geoestratégicas. Las ERNC, particularmente la energía solar, presentan costos cada vez más competitivos, mayor independencia respecto a combustibles fósiles importados y generan beneficios colaterales como empleos locales, innovación tecnológica y reducción de contaminantes atmosféricos (11).

Este proceso, sin embargo, también genera desafíos importantes en términos de planificación territorial, impacto sobre el uso de suelo y conflictos por el acceso a recursos naturales,

especialmente en zonas rurales o agrícolas. En este contexto, la presente investigación se enmarca en el debate sobre cómo expandir la infraestructura energética solar sin comprometer otras funciones estratégicas del territorio, como la producción de alimentos o la conservación de ecosistemas clave.

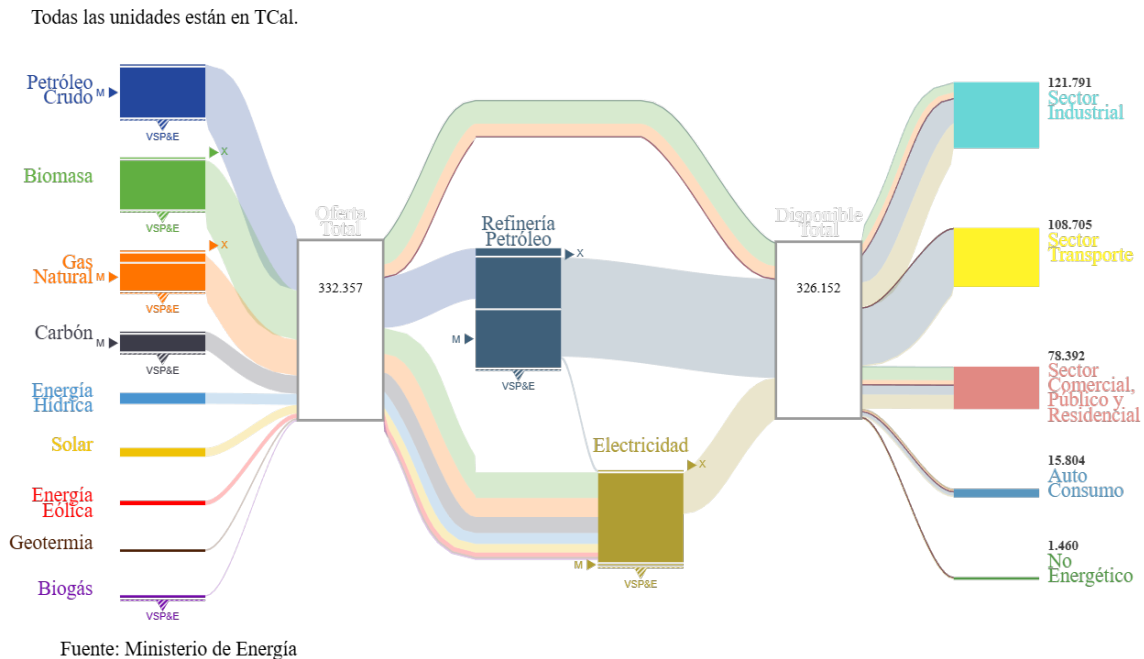


Figura 2: Balance Nacional de Energía en Chile para el año 2023. Fuente: Ministerio de Energía de Chile (14).

La energía solar ha pasado de ser una tecnología marginal en Chile a convertirse en la principal fuente renovable dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al cierre de junio de 2024, la capacidad solar instalada alcanzó los 10.289 MW, lo que representa un 29,1 % del total del SEN —superando a otras fuentes como el gas natural, el carbón o la eólica— y situando a la fotovoltaica como pilar dominante dentro de las ERNC (20).

5.3. Energía solar en Chile: evolución, plantas fotovoltaicas y PMGD

Durante la última década, Chile ha experimentado una transformación profunda en su matriz energética, impulsada por el desarrollo acelerado de energías renovables no convencionales (ERNC). En particular, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como la principal fuente de crecimiento en la capacidad de generación eléctrica, pasando de ser una tecnología marginal a representar un componente estratégico de la oferta energética nacional (19).

Según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica creció desde 11 MW en 2012 a más de 10 289 MW hacia junio de 2024, lo que representa un 29,1 % del total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) (20). Esta expansión ha sido posible gracias a la combinación de factores institucionales, económicos, geográficos y tecnológicos.

Uno de los elementos habilitantes clave ha sido el marco normativo que promueve la participación de tecnologías renovables. La Ley 20.257, promulgada en 2008, estableció cuotas progresivas de generación a partir de ERNC para los generadores eléctricos, lo que incentivó la entrada de nuevos actores y proyectos solares a gran escala. Posteriormente, la Ley 20.571 sobre generación distribuida (2012) fomentó la instalación de sistemas solares en el sector residencial y comercial mediante esquemas de *net billing*, ampliando la base de participación ciudadana y descentralización energética (21).

Dentro del segmento de generación distribuida, los **Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)** —con una potencia máxima de 9 MW— han experimentado una rápida expansión. Para octubre de 2023, el país contaba con 2 513 MW operativos en este segmento, de los cuales un 79 % correspondían a energía solar (23). El modelo PMGD permite a los proyectos acce-

der a ventajas como el auto-despacho, la tarifa estabilizada y exenciones de peajes de transmisión, lo que ha facilitado su despliegue.

Chile también posee ventajas comparativas naturales para el desarrollo solar, especialmente en el norte del país, donde los niveles de irradiancia global horizontal superan los $2.300 \text{ kWh/m}^2/\text{año}$ en ciertas zonas del Desierto de Atacama (25). No obstante, otras regiones como Valparaíso han comenzado a atraer inversiones en energía solar gracias a su cercanía con centros de consumo, disponibilidad de suelo y acceso a redes de transmisión (26).

A nivel regional, la Región de Valparaíso exhibe una sólida adopción de PMGD solares, con una capacidad acumulada de **376,48 MW**, distribuidos en comunas como Casablanca, San Antonio, Llay-Llay y Quilpué (26). Este escenario se representa en la Figura 3:

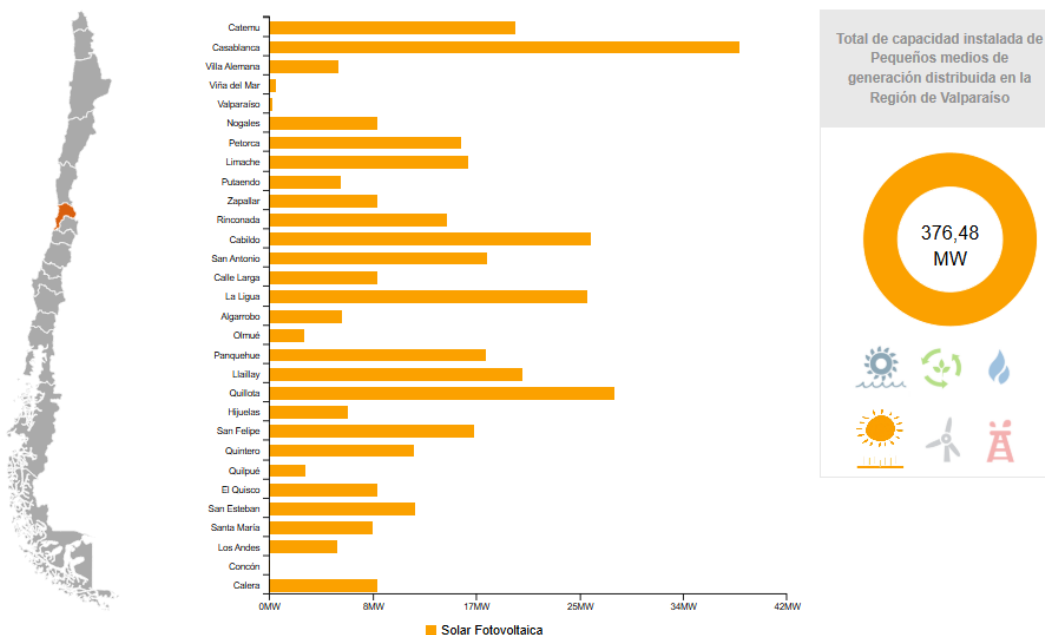


Figura 3: Capacidad acumulada de PMGD solar fotovoltaica por comuna en la Región de Valparaíso (2024). Fuente: Energía Abierta (26).

El desarrollo de la energía solar también ha sido potenciado por la notable caída en los

costos de inversión. El costo nivelado de la electricidad (LCOE) asociado a proyectos solares fotovoltaicos ha disminuido en más de un 85 % entre 2010 y 2020, alcanzando valores cercanos a los 0.03–0.04 USD/kWh en condiciones óptimas (27). Esta reducción, junto con la maduración tecnológica y la seguridad jurídica del sector eléctrico chileno, ha generado un entorno atractivo para desarrolladores nacionales e internacionales.

Este crecimiento acelerado plantea tanto oportunidades como desafíos. Aunque promueve la descentralización energética y la generación próxima al consumo, también obliga a considerar los límites de capacidad de la red y la viabilidad económica de los proyectos. En este contexto, la incorporación de sistemas de almacenamiento está emergiendo como una solución clave para mitigar congestiones y facilitar una integración más eficiente de la solar distribuida (28).

5.4. Energía solar fotovoltaica: funcionamiento, tipos y evolución tecnológica

La energía solar fotovoltaica, basada en el efecto fotovoltaico que libera electrones en materiales semiconductores al recibir radiación solar, se ha consolidado como una de las tecnologías clave en la transición energética chilena. En el contexto del mercado de energía solar fotovoltaica, destacan tres tipos tecnológicos principales: (i) el silicio cristalino (monocristalino y policristalino), que domina el mercado por su eficiencia (15–22 %) y estabilidad operativa, siendo ampliamente utilizado en proyectos de gran escala en el norte del país; (ii) las tecnologías de película delgada, como el telururo de cadmio (CdTe) y el diseleniuro de cobre-indio (CIS), que presentan menores eficiencias (9–12 %) pero son más económicas y ligeras, y con una menor huella de carbono por kWh generado, lo que las hace atractivas en entornos con restricciones de espacio

o integración paisajística (29; 30); y (iii) las tecnologías emergentes de tercera generación, como las perovskitas, que han alcanzado eficiencias superiores al 25 % en condiciones de laboratorio, pero aún enfrentan desafíos técnicos relevantes en cuanto a estabilidad térmica, degradación por humedad y escalabilidad comercial (30). La selección de una u otra tecnología no es trivial, ya que implica decisiones técnicas, económicas y territoriales: por ejemplo, los módulos de silicio cristalino, aunque eficientes, requieren grandes extensiones de suelo para su instalación, lo que puede generar conflictos con el uso agrícola, forestal o ecosistémico del territorio. En cambio, tecnologías más livianas o emergentes pueden ofrecer ventajas en integración territorial, aunque con menores niveles de madurez tecnológica. En este sentido, comprender las particularidades técnicas de cada tecnología fotovoltaica es esencial para evaluar el impacto espacial de su despliegue en regiones como Valparaíso, donde la expansión de la energía solar convive con suelos agrícolas, zonas rurales y ecosistemas de alto valor.

5.5. Clasificación y dinámica del uso de suelo en Chile

El análisis territorial del uso del suelo es fundamental para comprender las funciones productivas, ecológicas y sociales de un territorio. En Chile, estas funciones se encuentran sistematizadas mediante el Catastro de Recursos Vegetacionales y Uso de la Tierra, elaborado por la Corporación Nacional Forestal (CONAF) a través de su Sistema de Información Territorial (SIT). Las versiones de 2013 y 2019 de esta base de datos serán utilizadas en el presente estudio, por ser las más actualizadas y de cobertura nacional completa (7; 31).

La clasificación del uso del suelo se basa en la cobertura vegetal predominante y el uso antrópico observable, permitiendo distinguir distintas categorías con implicancias directas en pla-

nificación territorial, evaluación ambiental y toma de decisiones respecto a la instalación de infraestructura energética. Las principales categorías identificadas por CONAF son: *terreno agrícola* (cultivos anuales o permanentes), *bosques nativos y plantaciones forestales* (con funciones ecológicas como regulación hídrica o captura de carbono), *praderas y matorrales* (con potencial ganadero o ecológico), *áreas sin vegetación* (erosionadas, degradadas o áridas), y *zonas urbanas o industriales*. A nivel nacional, estas categorías representan aproximadamente un 4,3 %, 23,8 %, 39,9 %, 22,9 % y 1,1 % de la superficie, respectivamente (32).

Esta tipología es especialmente útil al integrarse en Sistemas de Información Geográfica (SIG), lo que permite cruzar los datos de uso del suelo con la ubicación de plantas fotovoltaicas, redes eléctricas, pendientes u otros criterios técnicos. Así, es posible cuantificar con precisión la superficie afectada por proyectos solares según su cobertura previa, y evaluar tendencias de transformación territorial entre los años 2013 y 2019, periodo en que se observa una expansión significativa de estas instalaciones.

Desde una perspectiva de sostenibilidad, este análisis permite distinguir entre emplazamientos en suelos agrícolas activos, que implican un costo de oportunidad en producción alimentaria, y aquellos en terrenos degradados, que pueden representar una oportunidad de recuperación productiva sin conflicto de uso. Esta distinción resulta esencial para avanzar hacia una planificación energética que respete la multifuncionalidad del territorio, especialmente en regiones con vocación agropecuaria como Valparaíso.

La clasificación del uso del suelo provista por CONAF constituye una base metodológica y empírica clave para esta investigación, ya que permite analizar de manera objetiva los impactos territoriales del despliegue fotovoltaico en la Región de Valparaíso, diferenciando entre tipos de superficie y su compatibilidad con el desarrollo energético.

5.6. Conflictos territoriales por instalación de plantas solares

La expansión acelerada de proyectos solares en Chile ha generado tensiones territoriales, principalmente por la superposición de infraestructura energética con suelos agrícolas, ecosistemas nativos y recursos hídricos locales. En regiones como Valparaíso, la instalación de plantas utility-scale en terrenos agrícolas ha significado una reducción de superficies cultivables, impactando la seguridad alimentaria y la economía rural (33). A su vez, parte de los proyectos se emplazan sobre coberturas forestales o vegetación nativa, lo cual conlleva pérdida de biodiversidad y liberación de carbono almacenado—lo que puede contraponerse a los objetivos de mitigación climática si no se realiza un balance neto (34).

Asimismo, se han reportado casos de “green grabbing”, en donde estas iniciativas desplazan comunidades locales o restringen el acceso a recursos tradicionales como agua o caminos vecinales, reproduciendo dinámicas similares a las observadas en industrias extractivas (35). Estas situaciones plantean la necesidad de evaluar no sólo la generación de energía sino sus implicancias sociales y territoriales.

En este contexto, el desequilibrio entre una planificación energética basada en costos y criterios técnicos, y la falta de zonificación energética coherente con instrumentos territoriales, enfatiza la urgencia de integrar variables socioambientales en la localización de proyectos. El análisis espaciotemporal que se realiza en esta investigación permite poner en evidencia estos efectos concretos, como la conversión de suelos agrícolas o forestales en Valparaíso, y aportar lineamientos para una expansión solar más equitativa y sostenible.

5.7. Captura de carbono por vegetación y bosques

Uno de los servicios ecosistémicos más relevantes que proveen los sistemas vegetacionales es la capacidad de capturar y almacenar dióxido de carbono (CO_2) desde la atmósfera, contribuyendo directamente a la mitigación del cambio climático. Esta función es especialmente importante en ecosistemas como los bosques nativos, plantaciones forestales, matorrales y praderas, los cuales actúan como sumideros de carbono a través del proceso de fotosíntesis, acumulando biomasa aérea y subterránea (36).

En el contexto chileno, esta capacidad ha sido ampliamente reconocida en las políticas de mitigación. Según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, el sector Uso de la Tierra, Cambio de Uso y Silvicultura (UTCUTS) logró capturar aproximadamente 61 MtCO_2 equivalente en el año 2018, destacando el rol de los bosques nativos como sumideros principales (37).

Uno de los servicios ecosistémicos más relevantes que proveen los sistemas vegetacionales es la capacidad de capturar y almacenar dióxido de carbono (CO_2) desde la atmósfera, contribuyendo directamente a la mitigación del cambio climático. Esta función es especialmente importante en ecosistemas como los bosques nativos, plantaciones forestales, matorrales y praderas, los cuales actúan como sumideros de carbono a través del proceso de fotosíntesis, acumulando biomasa aérea y subterránea.

En el contexto chileno, esta capacidad ha sido cuantificada por el Inventario Forestal Nacional. Según el informe técnico de CONAF, el sector forestal capturó aproximadamente 153 millones de toneladas de CO_2 equivalente a nivel nacional en el año 2021. Para la Región de Valparaíso, se estima una tasa promedio de captura bruta de 1,25 $\text{tCO}_2\text{eq/ha/año}$, considerando la estructura y distribución de su cobertura vegetal actual (38).

Este valor adquiere relevancia frente a la creciente conversión de suelos vegetacionales a usos energéticos, especialmente en proyectos solares fotovoltaicos. La remoción de vegetación para instalar paneles implica la pérdida permanente de esta función ecosistémica, particularmente cuando no existen planes de compensación o restauración. A diferencia de otras actividades productivas, los proyectos solares generalmente sellan el suelo e impiden su recuperación ecológica en el corto y mediano plazo (35).

Desde un enfoque integral de sostenibilidad, la evaluación territorial de estos proyectos debe incorporar el costo de oportunidad ambiental. Por ejemplo, reemplazar un terreno con cobertura de Bosque que captura 1,25 tCO₂/ha/año por una planta solar debe ponderarse en función de cuántas toneladas de CO₂ serán evitadas mediante la generación renovable, considerando además la pérdida del servicio ecosistémico de captura.

En cuanto a las praderas, entendidas como pastizales permanentes compuestos principalmente por gramíneas y herbáceas, constituyen un tipo de cobertura vegetal de amplia distribución en las zonas de llanura y vertientes interiores de la Región de Valparaíso. Según estimaciones realizadas por FAO e INFOR, bajo un manejo mejorado (fertilización y prácticas de conservación del suelo), una pradera captura en promedio 0,30 tC/ha-año, lo que equivale a 1,1 tCO₂/ha-año (41). Este valor, derivado de la “Guía metodológica para la estimación del Balance de Carbono Predial”, se considera representativo para suelos de pradera con condiciones edafoclimáticas y de manejo similares a las del sur de Chile.

Aunque la capacidad de captura de las praderas es menor que la de los bosques nativos, su extensión puede convertirlas en sumideros relevantes cuando cubren cientos o miles de hectáreas. En la Región de Valparaíso, donde las praderas ocupan grandes superficies agropecuarias y campos abiertos. Por ello, cualquier evaluación de impacto de plantas solares debe ponderar este costo de

oportunidad ambiental en la planificación territorial.

Este análisis resulta particularmente relevante para regiones como Valparaíso, donde persisten coberturas naturales como matorrales, praderas y parches de bosque, y donde el conflicto por el uso del suelo se manifiesta con fuerza en contextos de presión hídrica y expansión energética. En consecuencia, integrar el rol de la vegetación en el balance territorial y climático es indispensable para un desarrollo energético que sea realmente sustentable.

5.8. Valoración económica de suelos agrícolas en la Región de Valparaíso

La agricultura representa una de las principales actividades productivas en la Región de Valparaíso, tanto por su relevancia económica como por su rol estratégico en el uso del suelo y la configuración socioterritorial. Las condiciones climáticas mediterráneas, la disponibilidad de suelos cultivables y la cercanía a centros de consumo y exportación han favorecido el desarrollo de una matriz agrícola diversificada, donde se destacan cultivos tradicionales como el trigo y especies frutales de alto valor como la uva de mesa y la palta (39).

Según el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), el trigo ocupa la mayor superficie sembrada entre los cereales en la región, lo que refleja su peso estructural dentro de la producción local (39). Por otro lado, la uva de mesa y la palta se han consolidado como cultivos clave en las zonas de vocación frutícola, especialmente en valles interiores con acceso a riego, siendo altamente demandados en mercados internacionales y representando una fuente relevante de ingresos agrícolas y empleo rural

Desde un enfoque económico, el suelo agrícola puede ser valorizado mediante indicadores como el ingreso bruto por hectárea, el cual depende del tipo de cultivo, rendimiento, precio de mer-

cado, costos directos y condiciones climáticas. Estos factores varían entre especies y temporadas, pero permiten establecer órdenes de magnitud útiles para comparaciones con otros usos del suelo, como los energéticos.

La conversión de suelos agrícolas a usos energéticos, en particular a la instalación de plantas solares fotovoltaicas, plantea interrogantes sobre la pérdida de productividad alimentaria y los costos de oportunidad asociados. A diferencia de otras infraestructuras, los proyectos solares ocupan superficies de forma más permanente, lo que puede dificultar una futura reconversión agrícola, especialmente cuando no se considera compensación ni planificación territorial adecuada.

Este estudio considera de forma específica los cultivos de trigo, uva de mesa y palta por su representatividad en la Región de Valparaíso y por la disponibilidad de datos sobre su rendimiento económico. En el capítulo metodológico se detallará la estimación de ingresos brutos por hectárea asociados a estos cultivos, los cuales serán contrastados con los ingresos energéticos esperados de un proyecto tipo de generación solar, con el fin de evaluar los impactos económicos derivados del cambio de uso de suelo.

5.9. Parámetros de rendimiento y evaluación ambiental de plantas solares

El rendimiento energético de una planta solar fotovoltaica depende de una serie de factores técnicos, geográficos y ambientales que determinan su capacidad para generar electricidad de manera eficiente a lo largo del tiempo. Uno de los indicadores clave para evaluar dicho rendimiento es el **factor de planta**, también conocido como *capacity factor*, que representa la relación entre la energía realmente generada por el sistema y la energía máxima que podría generar si operara a plena capacidad durante todo el año.

El valor del factor de planta varía según la ubicación geográfica, el nivel de radiación solar disponible ($\text{kWh/m}^2/\text{año}$), la tecnología utilizada (tipo de panel y configuración del sistema), y las pérdidas del sistema (como temperatura, sombreado, suciedad, eficiencia del inversor, entre otros) (27).

Uno de los beneficios ambientales más relevantes de este tipo de generación es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al sustituir generación eléctrica fósil por energía solar. Este beneficio se cuantifica como **emisiones evitadas**, expresadas en toneladas de CO_2 que no se emiten gracias a la generación renovable. Para su estimación, se emplea el *factor de emisión* oficial del sistema eléctrico nacional, que indica cuántas toneladas de CO_2 se emiten por cada MWh generado con tecnologías convencionales (44).

En Chile, este factor es publicado por el Ministerio de Energía a través de la plataforma Energía Abierta y se actualiza periódicamente. Su valor ha disminuido gradualmente en la última década debido al incremento de participación de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), pero sigue siendo relevante, especialmente en horas en que aún predominan fuentes fósiles en la generación eléctrica.

Entre las herramientas disponibles para estimar el rendimiento técnico de proyectos solares, destaca *RETScreen*, software desarrollado por Natural Resources Canada. Este permite simular parámetros como la energía generada anualmente, eficiencia del sistema, pérdidas, y costos de inversión bajo diferentes configuraciones tecnológicas y localizaciones (45). Sin embargo, la estimación de emisiones evitadas en esta investigación se realiza de forma externa, aplicando el factor de emisión nacional sobre la energía generada estimada por RETScreen.

5.10. Sistemas de Información Geográfica (SIG) en análisis territorial

Los Sistemas de Información Geográfica (SIG) constituyen una herramienta clave para el análisis territorial, ya que permiten integrar, almacenar, manipular y visualizar datos georreferenciados asociados a características físicas, ambientales y socioeconómicas del territorio (46). Estas capacidades los convierten en instrumentos fundamentales para la toma de decisiones en ámbitos como la planificación urbana, la evaluación ambiental, la gestión de recursos naturales y el desarrollo de infraestructura energética (47).

En el ámbito energético, los SIG permiten analizar criterios técnicos y espaciales simultáneamente, como la cobertura de uso de suelo, la pendiente, la radiación solar, la proximidad a líneas de transmisión o zonas de exclusión. Esta integración multivariable facilita la identificación de zonas aptas para proyectos renovables y anticipa potenciales conflictos por uso del suelo. Adicionalmente, los SIG permiten realizar análisis temporales comparativos, observando cómo cambian las coberturas del suelo o los patrones de ocupación territorial a lo largo del tiempo. Esto es especialmente relevante en procesos dinámicos como la expansión de la energía solar fotovoltaica, donde resulta necesario cuantificar impactos acumulativos sobre ecosistemas, áreas agrícolas o territorios de valor estratégico.

Entre las herramientas más utilizadas se encuentra **QGIS**, una plataforma de código abierto que destaca por su versatilidad, capacidad de interoperabilidad con múltiples formatos y amplio uso tanto en instituciones públicas como en investigaciones académicas (48). QGIS permite realizar operaciones como análisis de superposición, generación de estadísticas espaciales, creación de mapas temáticos y cálculo de superficies afectadas, consolidándose como una solución robusta para estudios territoriales.

En el contexto de esta investigación, los SIG constituyen el soporte metodológico fundamental para el análisis espaciotemporal del uso de suelo en zonas donde se han instalado plantas fotovoltaicas en la Región de Valparaíso (53). El marco teórico aquí presentado permite comprender el potencial de estas herramientas para diagnosticar impactos territoriales, evidenciar transformaciones en la cobertura del suelo y sustentar decisiones orientadas a una expansión energética más sostenible y territorialmente equilibrada.

5.11. Proyecciones estadísticas y modelación territorial

La modelación territorial mediante técnicas estadísticas permite anticipar escenarios futuros de ocupación de suelo o expansión de infraestructura energética, a partir de datos históricos y patrones observados. Estas herramientas resultan especialmente útiles en contextos de planificación donde se requiere estimar la evolución de variables como la superficie ocupada por plantas solares, la potencia instalada acumulada o las emisiones evitadas por sustitución energética.

Entre las metodologías más utilizadas en este ámbito destacan los modelos de **regresión lineal**, **modelos polinómicos** y técnicas de **suavizamiento exponencial**, cada una con fortalezas según el tipo de tendencia observada.

Regresión lineal. Este modelo asume una relación proporcional entre una variable dependiente Y (como hectáreas ocupadas por energía solar) y una o más variables independientes X , como el año o la potencia instalada:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon$$

Este enfoque permite capturar tendencias de crecimiento sostenido y es ampliamente utilizado por su simplicidad interpretativa (49).

Modelos polinómicos. Cuando los datos muestran comportamientos no lineales, como crecimientos acelerados o desaceleraciones, se recurre a regresiones polinómicas. Una forma común es el modelo de segundo grado:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \beta_2 X^2 + \varepsilon$$

Estos modelos permiten representar curvas de expansión o saturación más realistas, especialmente en sistemas territoriales donde existen límites físicos o normativos al crecimiento (50).

Modelos de suavizamiento exponencial (Holt-Winters). Cuando se dispone de series temporales con estacionalidad o tendencias dinámicas, se utilizan modelos de suavizamiento como el de Holt-Winters (HW), que ajusta de forma adaptativa componentes de nivel, tendencia y estacionalidad:

$$\hat{Y}_{t+h} = (L_t + hT_t) \cdot S_{t-m+h}$$

donde L_t es el nivel, T_t la tendencia y S_t el componente estacional (51). Este enfoque es útil para series con fluctuaciones complejas, como la generación anual o las emisiones evitadas estimadas por instalaciones solares.

La aplicación de estos modelos al análisis territorial permite generar **proyecciones cuantitativas** del avance de las plantas solares y comparar sus efectos ambientales, por ejemplo, estimando las *emisiones evitadas de CO₂* frente a la *captura de carbono* que ofrecerían los ecosistemas desplazados. Además, permite identificar puntos de cruce entre tendencias, como el año en que las emisiones evitadas por energía solar superan (o no alcanzan) la captura de carbono natural, apoyando decisiones en términos de sostenibilidad y uso eficiente del suelo.

Este enfoque de modelación permite sustentar técnicamente escenarios futuros y evaluar la



compatibilidad de la expansión energética con funciones productivas y ecológicas del territorio.

6. Metodología

6.1. Enfoque metodológico general

El presente estudio adopta un enfoque metodológico de carácter cuantitativo, aplicado y descriptivo, con componentes proyectivos y espaciales. Su propósito es analizar el impacto territorial de la expansión de plantas solares fotovoltaicas en la Región de Valparaíso durante el período 2013–2024, mediante la integración de herramientas de análisis geoespacial, modelación estadística y simulación técnico-ambiental.

Desde el punto de vista del diseño, se trata de un estudio no experimental y observacional, basado en datos secundarios provenientes de fuentes oficiales y bibliografía técnica. El tipo de análisis corresponde a un estudio de corte longitudinal retrospectivo, ya que examina la evolución de variables territoriales en una serie temporal de 11 años, y proyecta escenarios futuros en función de las tendencias observadas.

La unidad de análisis principal está constituida por las plantas fotovoltaicas conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que se encuentran operativas o aprobadas en la Región de Valparaíso. Cada planta es caracterizada según su ubicación geográfica, año de operación, potencia instalada y superficie ocupada. Estas unidades se integran con la información de uso de suelo disponible para los años 2013 y 2019, lo que permite analizar los cambios territoriales asociados a la expansión energética.

El enfoque territorial es central en esta investigación. Por ello, se hace uso intensivo de Sistemas de Información Geográfica (SIG), particularmente del software QGIS, para construir mapas, calcular superficies afectadas, clasificar tipos de suelo intervenido y generar una base de datos espacial que sirve como insumo para los análisis posteriores (52).

A su vez, el enfoque cuantitativo se manifiesta en dos componentes clave: por un lado, la modelación estadística mediante regresiones lineales, polinómicas y modelos de suavizamiento Holt-Winters, para proyectar la expansión futura en términos de superficie ocupada y potencia instalada (51); por otro, la estimación de rendimientos energéticos y ambientales mediante la simulación de una planta tipo utilizando la herramienta RETScreen, lo que permite cuantificar generación anual y emisiones evitadas (45).

Finalmente, el estudio adopta un enfoque comparativo entre escenarios alternativos de uso de suelo. Se contrastan los beneficios potenciales de instalar plantas solares fotovoltaicas con los ingresos asociados a la producción agrícola en la región (trigo, uva y palta), así como con la capacidad de captura de carbono de las coberturas vegetales que podrían ser reemplazadas. Esta comparación permite evaluar la conveniencia relativa de cada uso del territorio bajo criterios económicos y ambientales.

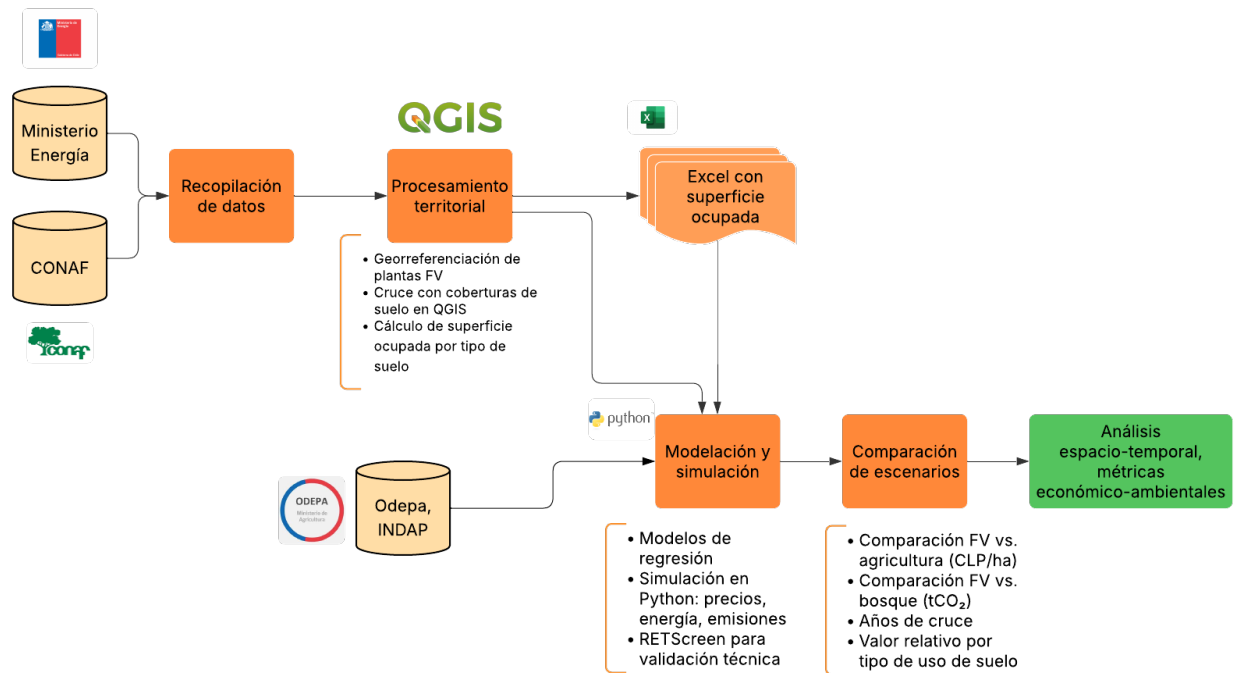


Figura 4: Diagrama de Flujo general de la metodología aplicada en la investigación. Fuente: Elaboración propia.

6.2. Área de estudio

La presente investigación se enfoca territorialmente en la Región de Valparaíso, ubicada en la zona centro-norte de Chile. Esta región ha adquirido una creciente relevancia dentro del proceso de transición energética del país, posicionándose como un territorio estratégico tanto por su cercanía a centros de consumo como por la disponibilidad relativa de suelo rural y su potencial de radiación solar.

La Región de Valparaíso presenta una diversidad geográfica y productiva significativa. En términos agrícolas, cuenta con extensas zonas de cultivos tradicionales y frutales, destacando la presencia de trigo, paltos y uva de mesa.

Desde la perspectiva energética, si bien la región no posee los niveles extremos de radiación solar del norte grande, presenta valores suficientes para justificar la instalación de proyectos fotovoltaicos, especialmente en zonas interiores con baja nubosidad. Esto, sumado a su conectividad con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ha incentivado la proliferación de plantas solares desde el año 2013, muchas de las cuales se emplazan sobre suelos previamente destinados a la agricultura o a coberturas vegetales naturales.

La elección de esta región como caso de estudio responde a varios criterios: su dinamismo en la instalación de proyectos solares en la última década, la coexistencia de actividades agrícolas relevantes y cobertura boscosa, y la disponibilidad de información territorial oficial, como la base de uso de suelo provista por CONAF y los registros de proyectos del Ministerio de Energía (36; 44).

Asimismo, la Región de Valparaíso constituye un espacio donde los conflictos por el uso del suelo son particularmente visibles, debido a la presión simultánea que ejercen la expansión urbana, agrícola e industrial, sumada ahora a la expansión de las energías renovables. Esta situación convierte a la región en un caso representativo para estudiar los efectos espaciales de la transición energética en territorios multifuncionales.

En consecuencia, la delimitación geográfica del estudio no sólo responde a una disponibilidad de datos, sino también a la relevancia analítica de observar cómo la infraestructura energética se inserta en un territorio con múltiples usos, valores y tensiones, entregando así una base empírica útil para la toma de decisiones de planificación energética y territorial a nivel regional.

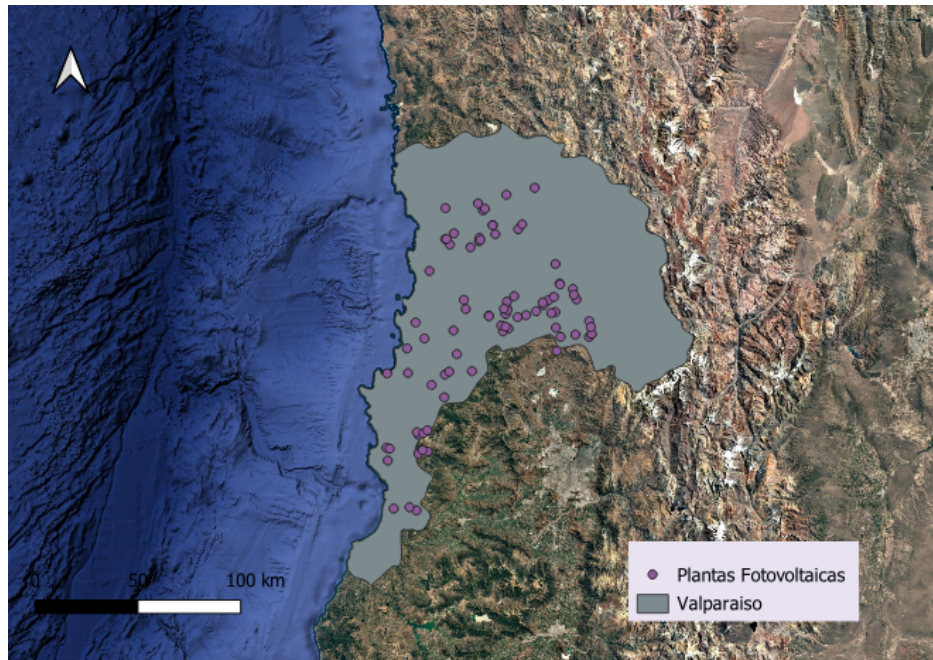


Figura 5: Ubicación de plantas solares fotovoltaicas en la Región de Valparaíso. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos de CONAF y Ministerio de Energía.

6.3. Fuentes de datos

Para llevar a cabo la presente investigación, se utilizaron fuentes de datos secundarias provenientes de organismos públicos, plataformas técnicas y literatura científica especializada. A continuación se describen las principales fuentes, su origen, formato y aplicación en las distintas etapas del estudio:

- **Ministerio de Energía – Plataforma IDE:** A través del visor geoespacial del Ministerio de Energía (53), se extrajo información georreferenciada de las plantas solares fotovoltaicas aprobadas y operativas en la Región de Valparaíso, incluyendo nombre del proyecto, ubicación, año de operación y potencia instalada. Estos datos fueron exportados en formato `.shp` y `.csv`, y constituyen la base para el análisis espacial y estadístico del estudio.

- **CONAF – Cobertura de uso de suelo:** Se utilizaron las capas de uso de suelo publicadas por la Corporación Nacional Forestal para los años 2013 y 2019, disponibles a través del Sistema de Información Territorial (SIT) (7). Estas capas vectoriales permitieron identificar los tipos de cobertura afectados por las plantas solares mediante análisis SIG de intersección espacial.
- **ODEPA y ChileAgrícola – Precios agrícolas:** Para estimar ingresos agrícolas brutos por hectárea de cultivos como trigo, palta y uva de mesa, se utilizaron fichas de costos de producción de ChileAgrícola (43) y series históricas de precios mayoristas provistas por ODEPA (42).
- **CIREN – Rendimientos productivos:** Se consultó el compendio técnico del Centro de Información de Recursos Naturales (CIREN) para obtener rendimientos regionales por hectárea de los cultivos seleccionados en la Región de Valparaíso (54). Esta información permite estimar la producción agrícola anual por unidad de superficie.
- **CNE – Precios nudo promedio:** Para simular los ingresos energéticos de una planta solar conectada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se utilizaron los precios de nudo promedio publicados por la Comisión Nacional de Energía (55). Esta variable, junto con la generación estimada, permite calcular los ingresos por venta de electricidad.
- **Energía Abierta – Factores de emisión:** El beneficio ambiental de las plantas solares, expresado como emisiones evitadas, se calculó utilizando los factores de emisión históricos del sistema eléctrico nacional, publicados en la plataforma Energía Abierta del Ministerio de Energía (44).

- **RETScreen – Simulación de factor de planta:** El software RETScreen Expert (45) fue empleado para simular el comportamiento técnico de una planta solar tipo y estimar su factor de planta, considerando variables como ubicación, tipo de panel, eficiencia, y condiciones climáticas locales.
- **Literatura técnica – Disponibilidad y pérdidas:** Para justificar y ajustar la generación efectiva de una planta solar, se utilizó el estudio de Navothna y Thotakura (2022) (56), el cual cuantifica las pérdidas técnicas asociadas a operación de inversores y disponibilidad real del sistema.
- **CONAF – Captura de carbono:** Finalmente, la tasa de captura de carbono por tipo de cobertura vegetal fue extraída del informe técnico “Recursos Forestales en Chile 2021” de CONAF (57), el cual proporciona valores regionalizados de absorción de CO₂ por hectárea según tipo de cobertura.

Todas estas fuentes fueron validadas, normalizadas y organizadas en una base de datos estructurada, sirviendo como insumo fundamental para los análisis territoriales, económicos y ambientales realizados a lo largo del estudio.

6.4. Construcción de base de datos y análisis geoespacial

La construcción de la base de datos territorial constituye una fase metodológica clave del estudio, ya que permite transformar información dispersa y de distinta naturaleza en una estructura analítica común. A partir de datos espaciales y tabulares provenientes de organismos oficiales, se construyó una base integrada que permite cuantificar con precisión la superficie ocupada por

plantas fotovoltaicas según el tipo de uso de suelo afectado. Para ello, se utilizó el software QGIS en combinación con procesamiento estadístico en Python.

6.4.1. Localización y digitalización de plantas fotovoltaicas

A partir del visor del Ministerio de Energía (IDE-MinEnergía) (44), se identificaron las plantas solares fotovoltaicas de la Región de Valparaíso conectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), registrando sus coordenadas, año de operación y potencia instalada. En QGIS, se procedió a digitalizar manualmente los polígonos de cada planta sobre imágenes satelitales, utilizando mapas base de alta resolución y herramientas de georreferenciación para trazar sus límites superficiales con precisión.



Figura 6: Delimitación de plantas solares fotovoltaicas sobre imágenes satelitales en QGIS. Fuente: Elaboración propia.

6.4.2. Capas de uso de suelo y homologación temporal

Se integraron las capas oficiales de uso de suelo generadas por CONAF para los años 2013 y 2019, disponibles en formato vectorial (shapefile) desde el Sistema de Información Territorial (SIT-CONAF) (7). Estas capas clasifican el territorio en categorías como: terreno agrícola, bosque nativo, pradera, matorral, áreas desprovistas de vegetación, entre otras. Para aproximar el uso del suelo existente al momento de la instalación de cada planta, se asignó la capa 2013 a las plantas operativas entre 2013 y 2016, y la capa 2019 a las plantas desde 2017 en adelante.

6.4.3. Intersección espacial y cálculo de superficies

Utilizando las herramientas de análisis vectorial en QGIS, se realizó una operación de intersección entre los polígonos de las plantas y las capas de uso de suelo, con el objetivo de determinar el tipo de cobertura previamente existente en cada área intervenida. Se calcularon las superficies en hectáreas ocupadas por cada planta según tipo de cobertura, permitiendo obtener tanto el área total como el desglose de área por categoría de suelo. Estos son exportadas a un archivo excel. Para mayor detalle de los datos se pueden visualizar en los Anexos.

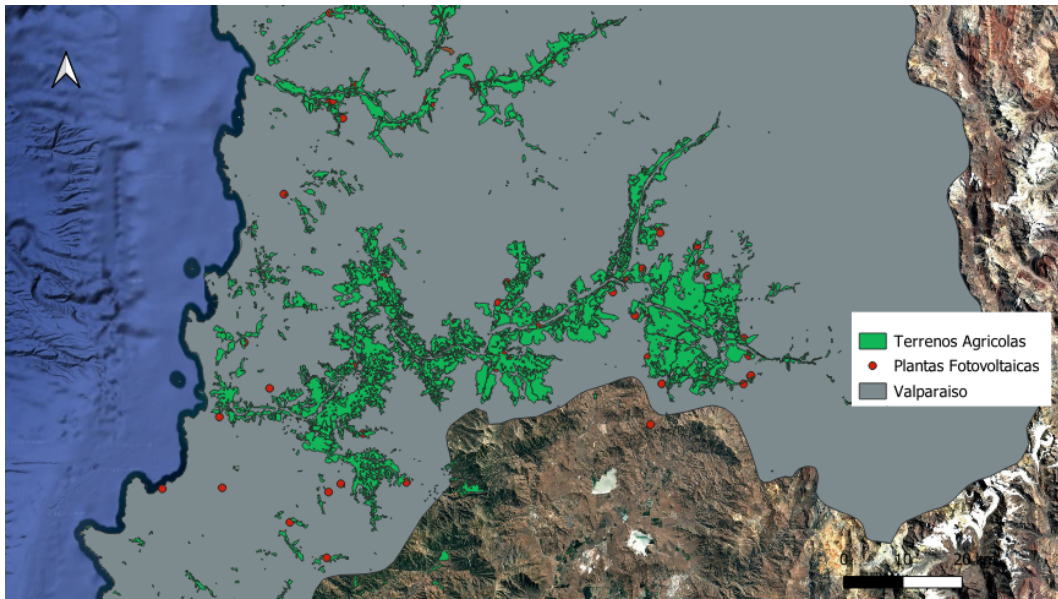


Figura 7: Intersección espacial entre plantas solares y cobertura agrícola. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos del Ministerio de Energía y CONAF.

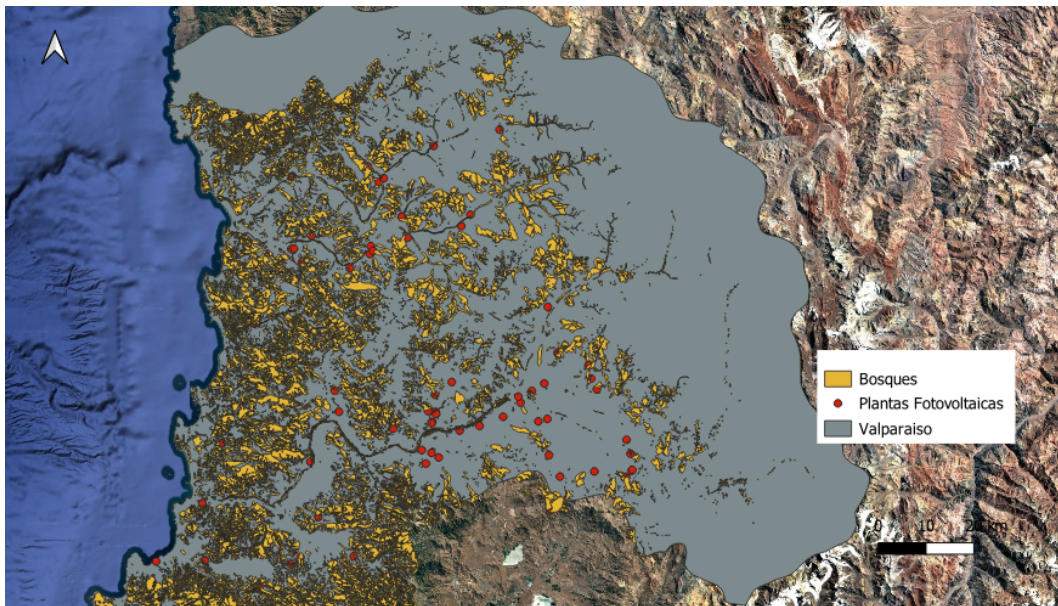


Figura 8: Intersección espacial entre plantas solares y cobertura boscosa. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos del Ministerio de Energía y CONAF.

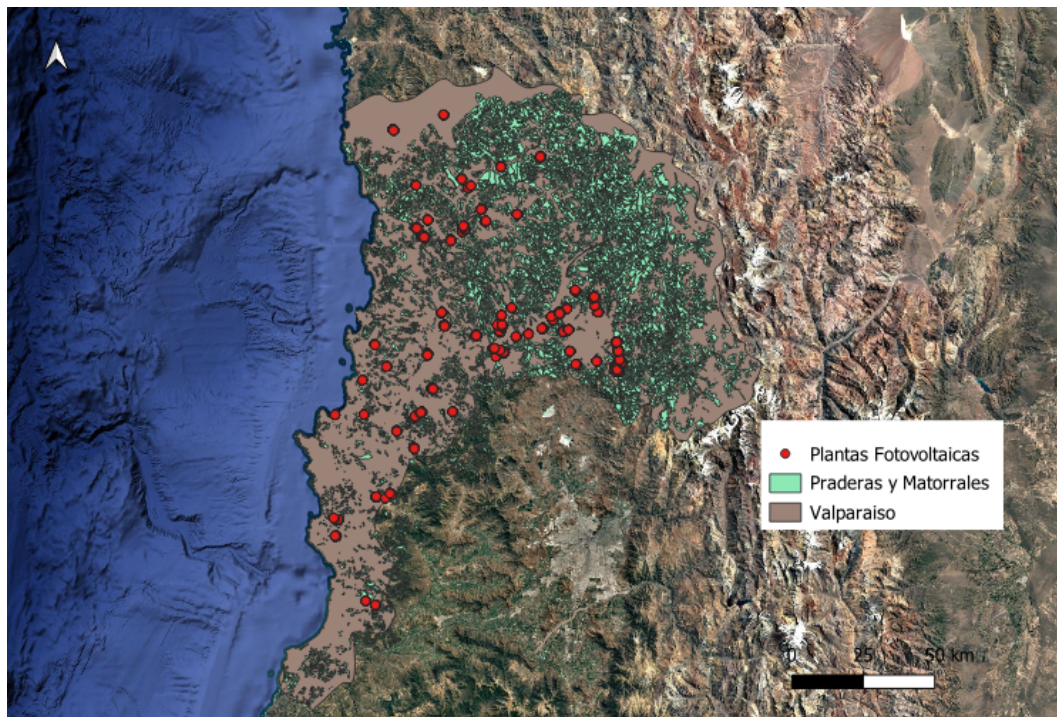


Figura 9: Intersección espacial entre plantas solares y praderas. Fuente: Elaboración propia en QGIS con datos del Ministerio de Energía y CONAF.

6.4.4. Exportación tabular y estructuración de la base

Una vez completado el cruce espacial, los resultados se exportaron a una hoja de cálculo en formato Excel (.xlsx), estructurada con los siguientes atributos: ID de planta, nombre, año de operación, comuna, potencia instalada (MW), superficie total (ha), uso de suelo afectado, superficie por categoría, y coordenadas geográficas. Esta base se consolidó como el insumo principal para los análisis comparativos y proyectivos posteriores.

6.4.5. Procesamiento en entorno Python

El archivo exportado fue procesado mediante Python, utilizando las librerías `pandas` para estructuración de datos, `matplotlib` para visualización y `scikit-learn` para modelación. Se organizaron los registros por año, se identificaron tendencias temporales en la expansión de

superficie y potencia, y se prepararon los datos para las proyecciones estadísticas abordadas en las siguientes secciones.

6.4.6. Validación de consistencia y calidad de datos

Para asegurar la integridad de la base, se realizaron verificaciones cruzadas entre fuentes, revisiones de coordenadas, eliminación de registros incompletos y comparación entre superficies parciales y totales. La consistencia interna de la información fue validada mediante análisis descriptivo en Python y revisión manual de casos atípicos detectados durante la georreferenciación.

6.4.7. Síntesis metodológica

En conjunto, esta etapa combinó herramientas geoespaciales y estadísticas para construir una base de datos robusta y replicable, capaz de cuantificar la transformación territorial asociada a la expansión fotovoltaica. La precisión del análisis SIG, sumada a la estructuración tabular y al procesamiento en Python, permitió generar indicadores clave como: superficie afectada por tipo de suelo, potencia instalada anual, y porcentaje de cobertura reemplazada, los cuales serán utilizados en los análisis económicos, ambientales y proyectivos del presente estudio.

6.5. Modelación estadística y proyección territorial

Con el objetivo de anticipar el comportamiento futuro de la expansión fotovoltaica en la Región de Valparaíso, se implementaron modelos estadísticos que permiten proyectar tendencias en variables clave como la superficie ocupada, la potencia instalada, el tipo de uso de suelo intervenido y los impactos asociados a emisiones evitadas y rentabilidad económica. Estas proyecciones

constituyen la base cuantitativa para evaluar escenarios comparativos entre distintos usos del territorio.

6.5.1. Objetivo y enfoque

La modelación busca estimar, bajo supuestos de continuidad del patrón observado entre 2013 y 2023, cuánta superficie adicional podría ser ocupada por plantas solares en el corto y mediano plazo (2024–2030), distinguiendo si esa superficie corresponde a suelos agrícolas o boscosos. Además, se proyectan variables asociadas como: potencia fotovoltaica instalada, toneladas de CO₂ evitadas por generación solar, ingresos potenciales por venta de electricidad, valor económico agrícola desplazado y pérdida de captura de carbono vegetal.

6.5.2. Herramientas y datos procesados

La modelación se realizó en Python, utilizando librerías como `pandas`, `matplotlib`, `scikit-learn` y `statsmodels`. La base de datos empleada proviene del cruce espacial entre las capas de plantas solares y uso de suelo, enriquecida con datos energéticos (potencia y generación estimada), factores de emisión del sistema eléctrico (44), rendimientos agrícolas por cultivo (42; 43), y tasas de captura de carbono vegetal (36).

6.5.3. Modelos aplicados y criterios de selección

Se utilizaron tres enfoques complementarios:

- **Regresión lineal simple y múltiple:** Para proyectar la evolución de la superficie y potencia en función del año y otras variables como la potencia instalada. Se evaluaron modelos del

tipo:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon \quad \text{y} \quad Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \varepsilon$$

- **Regresión polinómica de segundo grado:** Para capturar posibles efectos de saturación o aceleración no lineal en el crecimiento, especialmente en la superficie ocupada:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \beta_2 X^2 + \varepsilon$$

- **Modelo de suavizamiento Holt-Winters (HW):** Utilizado para series temporales cortas y con estacionalidades leves, permitiendo suavizar fluctuaciones interanuales y generar trayectorias de tendencia más estables (?).

Comparación de modelos. Para seleccionar el modelo más adecuado en cada caso, se aplicaron criterios de evaluación como el coeficiente de determinación (R^2), el error cuadrático medio (RMSE), la distribución de residuos, y el comportamiento proyectado a futuro. En algunas variables clave (como superficie sobre suelos agrícolas), se decidió mostrar más de un modelo para evidenciar los posibles rangos de crecimiento esperados bajo distintos supuestos, lo cual enriquece el análisis comparativo de escenarios.

6.5.4. Variables proyectadas

A partir del ajuste de los modelos, se proyectaron para cada año (2024–2030):

- Superficie total ocupada por nuevas plantas solares (ha).
- Porcentaje de dicha superficie sobre suelos agrícolas y boscosos.

- Potencia adicional instalada (MW).
- Emisiones evitadas (tCO₂/año), utilizando factor de emisión oficial (44).
- Ingreso potencial por venta de energía (CLP/ha), estimado con precios nudo promedio (55).
- Valor económico agrícola desplazado (CLP/ha), considerando cultivos representativos (42).
- Captura de carbono perdida (tCO₂/año), según tasas regionales (36).

6.5.5. Limitaciones y contexto de predicción

Una de las principales limitaciones metodológicas es la corta longitud de la serie histórica (2013–2024), lo que restringe la potencia estadística de los modelos y la estabilidad de las proyecciones. En algunos casos, el proceso implica “predecir para poder predecir”, es decir, anticipar valores intermedios necesarios para alimentar otras simulaciones (como ingresos o emisiones), en contextos donde no existe aún información consolidada.

Además, los modelos no incorporan de forma explícita factores exógenos que podrían modificar las trayectorias futuras, como cambios normativos, oposición comunitaria, congestión de red o integración de nuevas tecnologías (almacenamiento, hibridación). Por ello, las proyecciones deben interpretarse como escenarios base de continuidad y no como predicciones deterministas.

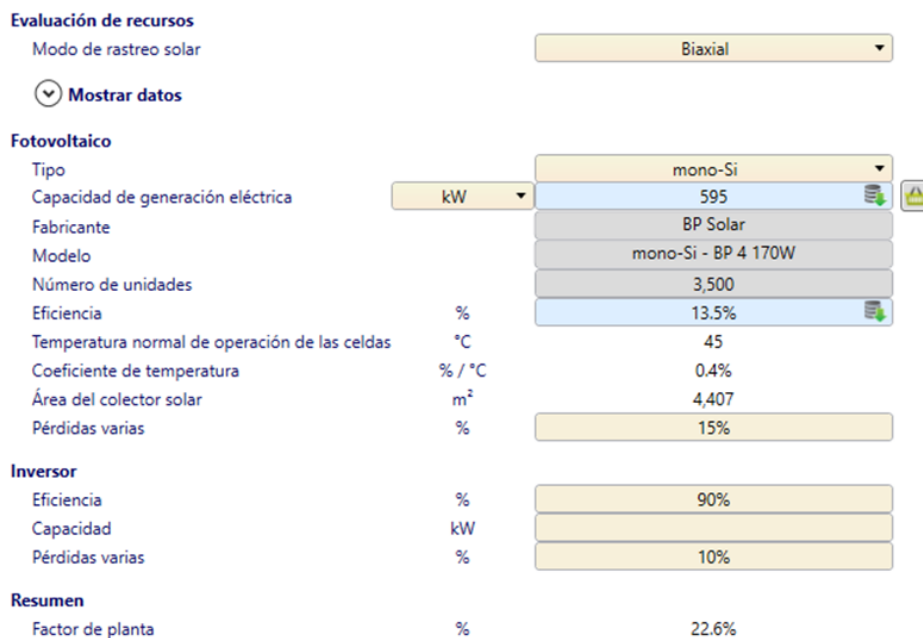
6.6. Simulación técnica en RETScreen

Con el objetivo específico de estimar el **factor de planta** de una planta solar representativa en la Región de Valparaíso, se utilizó el software RETScreen Expert, desarrollado por Natural Resources Canada (45). Este software permite simular el desempeño energético de proyectos de

energías renovables bajo condiciones técnicas y climáticas definidas, entregando una estimación fundamentada del rendimiento anual esperado.

Parámetros técnicos del modelo

El diseño de la planta tipo se basó en una combinación de criterios observados en los proyectos reales de la región y supuestos técnicos extraídos de literatura especializada y catálogos comerciales. Se configuraron los siguientes valores:



Evaluación de recursos	
Modo de rastreo solar	Biaxial
Mostrar datos	
Fotovoltaico	
Tipo	mono-Si
Capacidad de generación eléctrica	595 kW
Fabricante	BP Solar
Modelo	mono-Si - BP 4 170W
Número de unidades	3,500
Eficiencia	13.5%
Temperatura normal de operación de las celdas	45 °C
Coeficiente de temperatura	0.4% / °C
Área del colector solar	4,407 m ²
Pérdidas varias	15%
Inversor	
Eficiencia	90%
Capacidad	kW
Pérdidas varias	10%
Resumen	
Factor de planta	22.6%

Figura 10: Simulación de Factor Planta en RETScreen Expert

La cantidad de módulos fue estimada a partir de una superficie promedio ocupada por las plantas observadas en la base de datos, diferenciando entre coberturas agrícolas y boscosas. Esta aproximación permite replicar de forma representativa las condiciones típicas de ocupación territorial por hectárea según el área del panel solar.

Se utilizó la base de datos climática incorporada en RETScreen, seleccionando una estación meteorológica próxima a la zona interior de Valparaíso, con irradiancia media anual estimada

en torno a 1.850 kWh/m². La latitud usada para la simulación fue aproximadamente $-32,9^\circ$, correspondiente al centro regional.

El resultado más relevante de la simulación fue el **factor de planta**, el cual representa la relación entre la generación real de energía y la generación máxima posible. Según los parámetros simulados, RETScreen arrojó un factor de planta de **22,6 %**.

Es importante precisar que RETScreen no fue utilizado para calcular directamente las emisiones evitadas ni los ingresos económicos del proyecto. Su uso se restringió exclusivamente a la estimación del factor de planta bajo parámetros técnicos realistas. Las emisiones evitadas fueron calculadas de manera externa utilizando factores oficiales, mientras que los ingresos por energía fueron estimados a partir de los precios nudo promedio informados por la Comisión Nacional de Energía (55). El precio nudo de energía es el valor que regula el pago por la energía inyectada al sistema por los PMGD que optan por el mecanismo de estabilización de precios. Este precio es fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada seis meses y representa el promedio ponderado del costo marginal en distintos nodos del sistema. Para los PMGD que no celebran contratos bilaterales, el precio nudo estabilizado es el principal valor de referencia para estimar los ingresos por venta de energía. Es el valor relevante desde el punto de vista regulatorio porque asegura estabilidad y predictibilidad a pequeños generadores, como plantas solares de hasta 9 MW.

6.7. Estimación del valor agrícola y forestal

Para estimar y proyectar los beneficios económicos y ambientales del uso del suelo en la Región de Valparaíso, se desarrollaron modelos estadísticos aplicados a bases de datos oficiales y simulaciones técnicas. En particular, se estimó el valor agrícola a partir de los cultivos de trigo,

palta y uva, mientras que el valor forestal se aproximó mediante la captura de carbono en coberturas boscosas. El propósito fue construir insumos cuantitativos que permitan una comparación estructurada con los beneficios proyectados de la infraestructura fotovoltaica.

6.7.1. Valor agrícola proyectado

Los ingresos brutos anuales por hectárea de cada cultivo fueron modelados con regresiones temporales, utilizando como variable independiente el año. En el caso del trigo, se utilizaron datos de ingresos brutos por hectárea desde provenientes de Odepa. Se ajustaron modelos de regresión lineal y polinomial de segundo grado, seleccionando el de mejor ajuste según el coeficiente de determinación. Para el cultivo de palta y uva se dispuso de una serie más extensa entre 2010 y 2024, con datos de Odepa, para obtener el ingreso por kilogramo. Para poder obtener el ingreso por hectárea, se obtiene el dato del rendimiento por hectárea, es decir, el kilogramo por hectárea, obteniendo así según el Catastro frutícola de la región de Valparaíso 2023 (40) los datos de 22.455 kg/ha para la uva, mientras que el de la palta el rendimiento es de 8.103kg/ha. Se

Año	Trigo (CLP/ha)	Palta (CLP/ha)	Uva (CLP/ha)
2014	814.000	15.444.318	15.022.695
2015	–	16.191.894	15.097.815
2016	–	17.405.541	–
2017	998.760	16.436.484	18.325.880
2018	1.055.267	20.049.822	17.445.135
2019	1.353.750	21.407.226	18.103.230
2020	–	21.983.736	17.699.940
2021	1.591.333	25.667.304	16.772.985
2022	2.203.377	26.711.391	17.266.695
2023	2.385.731	35.339.183	16.302.330
2024	1.738.000	44.863.008	18.057.075

Tabla 1: Ingreso agrícola histórico por hectárea para cultivos seleccionados. Fuente: ODEPA (42), ChileAgrícola (43), INDAP y cálculos propios.

Estas proyecciones fueron extendidas hasta el año 2050, permitiendo evaluar en igualdad de condiciones la evolución esperada de los ingresos agrícolas frente a los ingresos por hectárea asociados a proyectos solares fotovoltaicos.

6.7.2. Valor forestal y de pradera proyectado

La estimación del valor ambiental de los suelos con cobertura forestal se fundamentó en su capacidad para capturar dióxido de carbono. Se utilizó un factor de captura constante de 1,25 toneladas de CO₂ por hectárea al año (38), representativo de los bosques nativos en ecosistemas mediterráneos. La fórmula empleada fue:

$$\text{Captura}_{\text{CO}_2, \text{bosques}} = \text{Area}_{\text{bosque}} \times 1,25$$

De manera análoga, para las praderas se empleó un factor de 1,10 tCO₂ por hectárea al año, valor obtenido de estudios nacionales sobre balance de carbono en sistemas de pradera (41). Su fórmula correspondiente es:

$$\text{Captura}_{\text{CO}_2, \text{praderas}} = \text{Area}_{\text{praderas}} \times 1,10$$

La superficie forestal y de praderas transformada por la instalación de plantas fotovoltaicas fue proyectada mediante un modelo Holt–Winters aditivo, apropiado para series temporales con fluctuaciones irregulares y sin una tendencia determinista rígida. Este modelo se aplicó por separado a las series históricas de hectáreas afectadas (2013–2022), excluyendo valores atípicos que distorsionaban la tendencia real, para generar curvas de crecimiento suavizadas que luego se multiplicaron por sus respectivos factores de captura.

6.8. Análisis comparativo de escenarios

Para evaluar la conveniencia relativa entre usos agrícolas, forestales y energéticos del suelo, se construyó un modelo integral que estima, para cada año entre 2025 y 2050, el ingreso por hectárea generado por las plantas FV y las toneladas de CO₂ evitadas, en comparación con lo que aportaría el uso agrícola o ecológico alternativo.

6.8.1. Ingreso por hectárea de plantas fotovoltaicas

El ingreso total por hectárea de las plantas FV fue estimado a través de un conjunto de modelos encadenados. Primero, se proyectó la potencia instalada mediante una regresión lineal simple sobre datos entre 2013 y 2024, para luego obtener la energía en un año considerando el factor de planta obtenido en RETScreen y una disponibilidad del 90 %. El precio de venta de la energía fue proyectado mediante una regresión lineal simple a partir de los datos del mercado eléctrico nacional entre 2016 y 2024 (se omite el dato del 2023 por ser un dato atípico que afectaría la tendencia), presentados a continuación:

Año	Precio (\$/kWh)
2016	64,55
2017	64,33
2018	63,98
2019	63,98
2020	66,26
2021	66,87
2022	69,58
2024	85,38

Tabla 2: Precio histórico de la energía eléctrica según el precio nudo promedio del SEN. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE) (55)

El ingreso total anual se estimó como:

$$\text{Ingreso}_{\text{anual}} = E_{\text{anual}}^{\text{kWh}} \times P_{\text{venta}}$$

Posteriormente, se proyectó la superficie agrícola ocupada mediante una regresión lineal multivariable, donde las variables independientes fueron el año y la potencia instalada. Con esto, se calculó el ingreso por hectárea como:

$$\text{Ingreso por hectárea} = \frac{\text{Ingreso}_{\text{anual}}}{\text{Superficie agrícola afectada}}$$

6.8.2. Emisiones evitadas por plantas fotovoltaicas

La estimación de las emisiones evitadas por generación solar se realizó multiplicando la energía eléctrica proyectada por un factor de emisión del sistema eléctrico. Este factor representa la cantidad promedio de dióxido de carbono que habría sido emitido por MWh generado con fuentes fósiles. La fórmula aplicada fue:

$$\text{Emisiones evitadas (tCO}_2) = E_{\text{anual}}^{\text{MWh}} \times \text{Factor de emisión}$$

El factor de emisión fue proyectado utilizando tres enfoques complementarios:

- Un modelo de regresión lineal simple, que representa un escenario de descarbonización progresiva moderada.
- Un modelo polinomial de segundo grado, que permite capturar reducciones aceleradas en línea con una transición energética más agresiva.
- Un modelo Holt–Winters aditivo, apropiado para escenarios en que el ritmo de descarboni-

zación se estabiliza tras una reducción inicial.

La siguiente tabla presenta los valores históricos utilizados para construir estos modelos (se omite el año 2012 por ser un dato atípico que afecta la tendencia):

Año	Factor de emisión (tCO ₂ /MWh)
2010	0,3555
2011	0,3842
2013	0,3945
2014	0,4351
2015	0,3636
2016	0,3459
2017	0,3364
2018	0,4187
2019	0,4056
2020	0,3834
2021	0,3907
2022	0,3006
2023	0,2421
2024	0,2021

Tabla 3: Factores históricos de emisión del sistema eléctrico chileno.(44)

La comparación entre las emisiones evitadas por plantas FV y la captura natural de carbono por bosques proyectados permitió determinar puntos de cruce en el tiempo. Estos representan el año a partir del cual conservar la cobertura forestal entrega un mayor beneficio climático neto que reemplazarla por infraestructura fotovoltaica.

6.9. Resumen metodológico de modelos aplicados

Para facilitar la trazabilidad metodológica, se presenta a continuación una tabla resumen con los principales modelos implementados en la estimación de las variables clave utilizadas en esta investigación.

Variable estimada	Variable dependiente	Variabes explicativas	Modelo aplicado
Ingreso agrícola por hectárea (palta)	Ingreso (CLP/ha)	Año	Regresión polinomial grado 2
Ingreso agrícola por hectárea (trigo)	Ingreso (CLP/ha)	Año	Regresión lineal y polinomial grado 2
Ingreso agrícola por hectárea (uva)	Ingreso (CLP/ha)	Año	Regresión lineal simple
Superficie agrícola ocupada por FV	Hectáreas agrícolas afectadas	Año, potencia instalada (MW)	Regresión lineal multivariable
Superficie forestal afectada por FV	Hectáreas forestales afectadas	Año	Holt–Winters aditivo
Superficie de praderas afectadas por FV	Hectáreas de praderas afectadas	Año	Holt–Winters aditivo
Potencia instalada total FV	Potencia acumulada (MW)	Año	Regresión lineal simple
Precio de venta de energía FV	Precio promedio (\$/kWh)	Año	Regresión lineal simple
Factor de emisión del sistema eléctrico	Emisión evitada (tCO ₂ /MWh)	Año	Regresión lineal, polinomial grado 2 y Holt–Winters aditivo

Tabla 4: Resumen de modelos utilizados para la estimación de variables agrícolas, energéticas y territoriales.

La selección de modelos aplicada en esta investigación respondió a un enfoque flexible y pragmático, orientado a describir y predecir de forma realista las tendencias observadas en las distintas variables territoriales, agrícolas, energéticas y ecológicas. Debido a la heterogeneidad de las series disponibles —en extensión temporal, regularidad estadística y presencia de atípicos— se optó por el modelo que mejor equilibrara capacidad explicativa, simplicidad interpretativa y estabilidad proyectiva en cada caso.

En las series con relación proporcional y comportamiento estable, como la potencia instalada acumulada y el precio de energía, se emplearon regresiones lineales simples, aprovechando su facilidad de estimación y la adecuación al crecimiento aproximadamente uniforme de estos indicadores. Para las proyecciones de ingresos agrícolas por hectárea donde se observó aceleración o curvas de cambio de pendiente (por ejemplo, en el caso de la palta), se utilizaron regresiones

polinomiales de segundo grado, que capturan de manera adecuada la curvatura sin sobreajustar los datos históricos.

Por otra parte, en las series temporales caracterizadas por alta variabilidad interanual, valores extremos y ausencia de una tendencia determinista clara —como las superficies año a año de bosque y de praderas afectadas por plantas FV, así como el factor de emisión del sistema eléctrico— se aplicaron modelos Holt–Winters aditivos. Este enfoque permitió suavizar las oscilaciones y generar proyecciones robustas para la superficie forestal y de praderas (usando factores de captura de 1,25 tCO₂/ha·año y 1,10 tCO₂/ha·año, respectivamente), así como para la evolución del factor de emisión, obteniendo errores MAE y RMSE inferiores a los de las regresiones tradicionales.

Esta investigación no impone un único modelo a todas las variables, sino que selecciona y justifica el más idóneo según la naturaleza empírica de cada serie, atendiendo a la disponibilidad y calidad de los datos, y priorizando siempre un balance entre ajuste estadístico y plausibilidad de las proyecciones en el contexto territorial y climático de la Región de Valparaíso.

7. Resultados

7.1. Parte I: Análisis Espacial y Temporal del Uso de Suelo

7.1.1. Evolución territorial y temporal de la ocupación del suelo

La expansión de las plantas solares fotovoltaicas en la Región de Valparaíso ha seguido una trayectoria creciente desde 2015, tanto en el número de instalaciones como en la superficie territorial transformada. Se lograron identificar según imágenes satelitales 71 plantas fotovoltaicas. Para comprender esta evolución, se evaluó la distribución espacial de los proyectos y su comportamiento temporal según el año de puesta en operación.

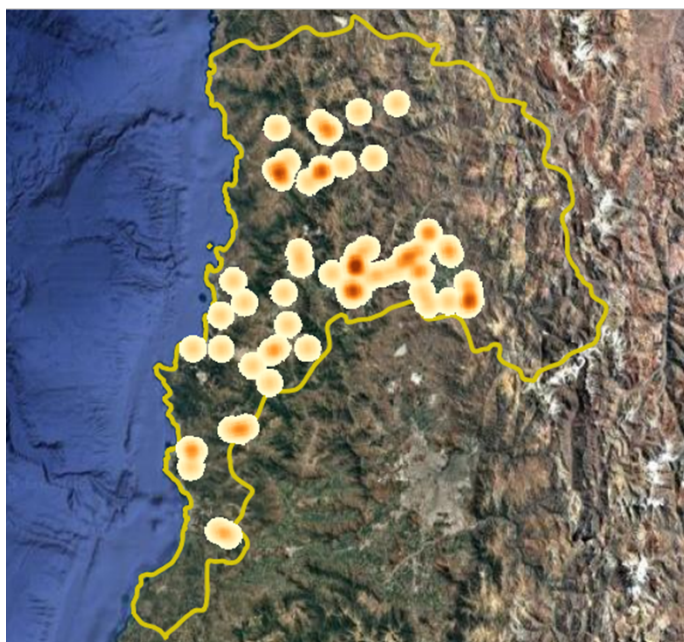


Figura 11: Mapa de densidad de plantas fotovoltaicas en la Región de Valparaíso. Fuente: elaboración propia en QGIS.

Este mapa de calor revela dos focos primarios de concentración: la cuenca del Aconcagua (San Felipe, Los Andes) y la depresión intermedia (Petorca, Quillota). La agrupación marcada en torno a corredores viales indica que, además de la radiación y disponibilidad de suelo, la pro-

ximidad a infraestructura de transmisión condiciona la localización de proyectos. La dispersión secundaria en sectores más lejanos puede corresponder a plantas de menor escala o proyectos en fase de construcción.

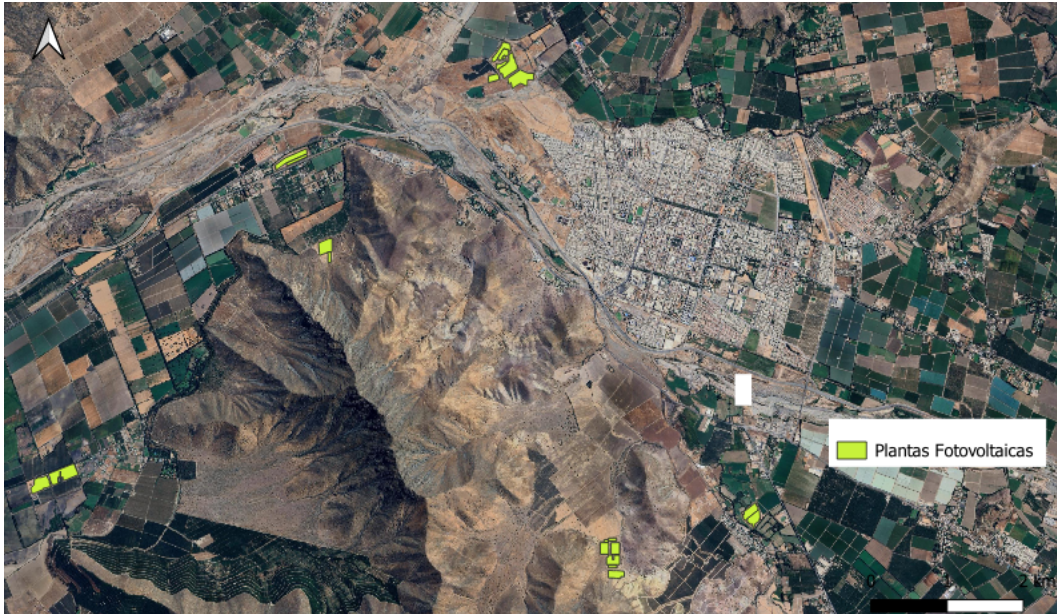


Figura 12: Ejemplo de identificación de Plantas fotovoltaicas como polígonos en QGIS. Fuente: elaboración propia en QGIS.

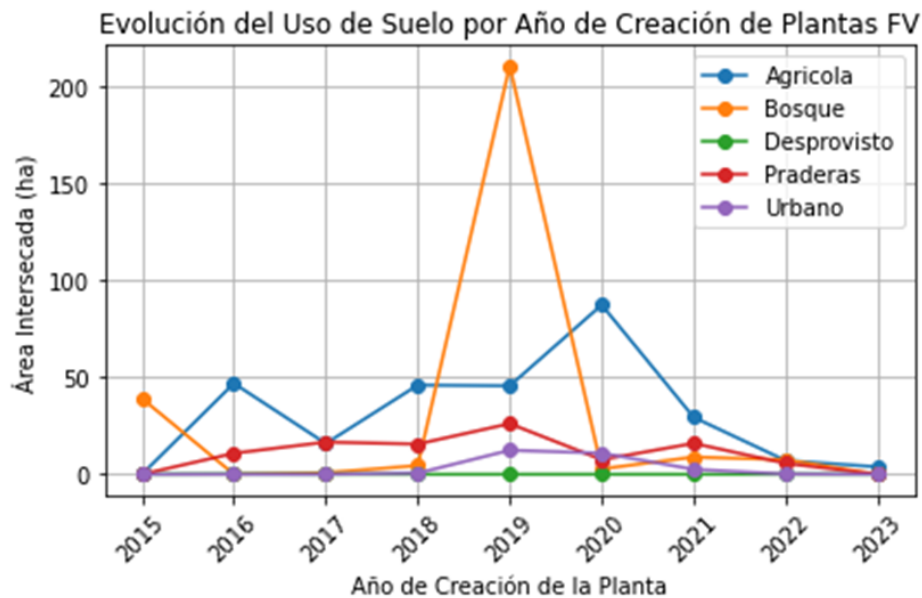


Figura 13: Evolución anual del uso de suelo por tipo de cobertura (2015–2023). Fuente: elaboración propia en Python a partir de base SIG y datos CONAF.

La serie temporal muestra un incremento lineal de la ocupación agrícola (5 ha/año), reflejo de proyectos PMGD, y un punto de inflexión en 2019 donde los bosques ganan protagonismo (+15 ha en un solo año). El crecimiento de las praderas es más moderado (2 ha/año), mientras que los suelos urbanos y desnudos permanecen estables por debajo del 5 %. Esto sugiere que los nuevos megaproyectos alteraron la dinámica previa, desplazando parte de la demanda de suelo hacia áreas forestales.

7.1.2. Comparación acumulada de uso de suelo por período

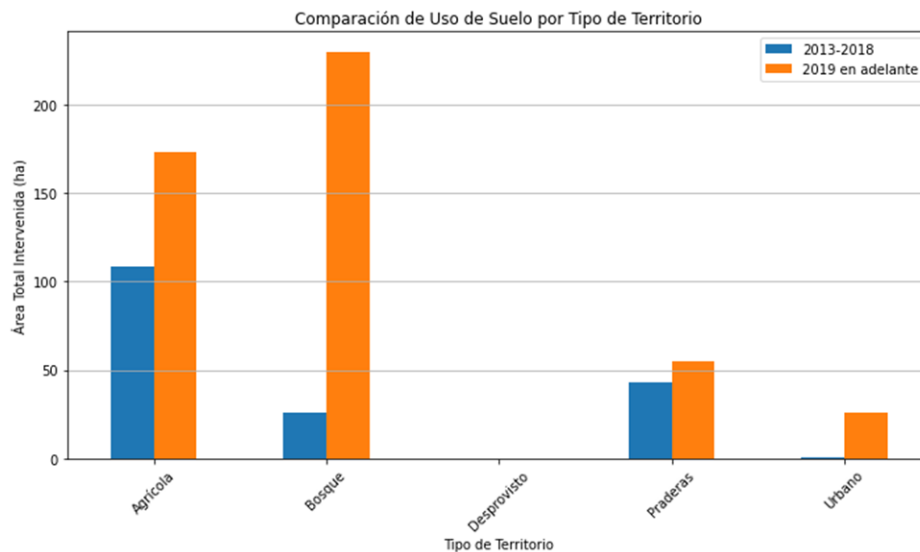


Figura 14: Superficie acumulada intervenida por tipo de cobertura en 2013–2018 y 2019–2023. Fuente: elaboración propia en Python.

Entre 2013 y 2018 el 61 % del suelo intervenido fue agrícola, 15 % bosques y 12 % praderas. En el tramo 2019–2023, el bosque asciende al 48 % y las praderas suben ligeramente al 14 %, mientras que la agricultura cae al 36 %. Esto evidencia un cambio de estrategia: en la primera etapa se priorizaron terrenos agrícolas planos; en la segunda, se integraron sitios con valor ecológico, alterando significativamente el balance ambiental.

7.1.3. Distribución porcentual del uso de suelo

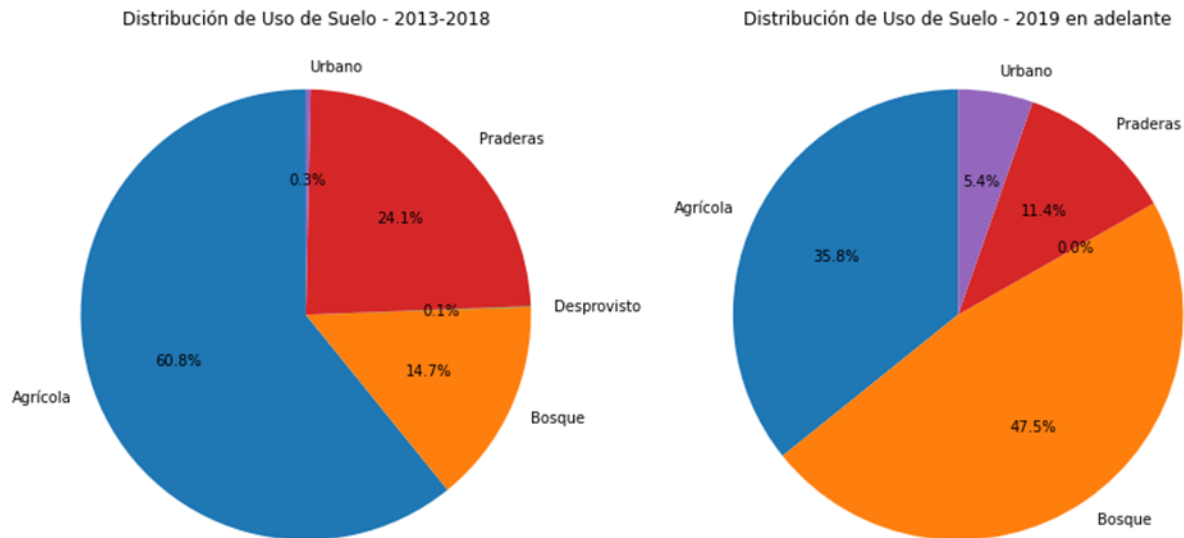


Figura 15: Distribución porcentual del uso de suelo afectado. Izquierda: 2013–2018. Derecha: 2019–2023. Fuente: elaboración propia.

Los gráficos de torta consolidan la información anterior y facilitan la comparación visual: la rebanada de bosque pasa de 15 % a casi 50 %, mientras que la de agricultura se reduce a poco más de un tercio. La porción de praderas, aunque menor, se amplía ligeramente, indicando que estos terrenos siguen siendo una alternativa recurrente para proyectos de menor escala.

7.1.4. Potencia instalada y su relación con tipo de suelo

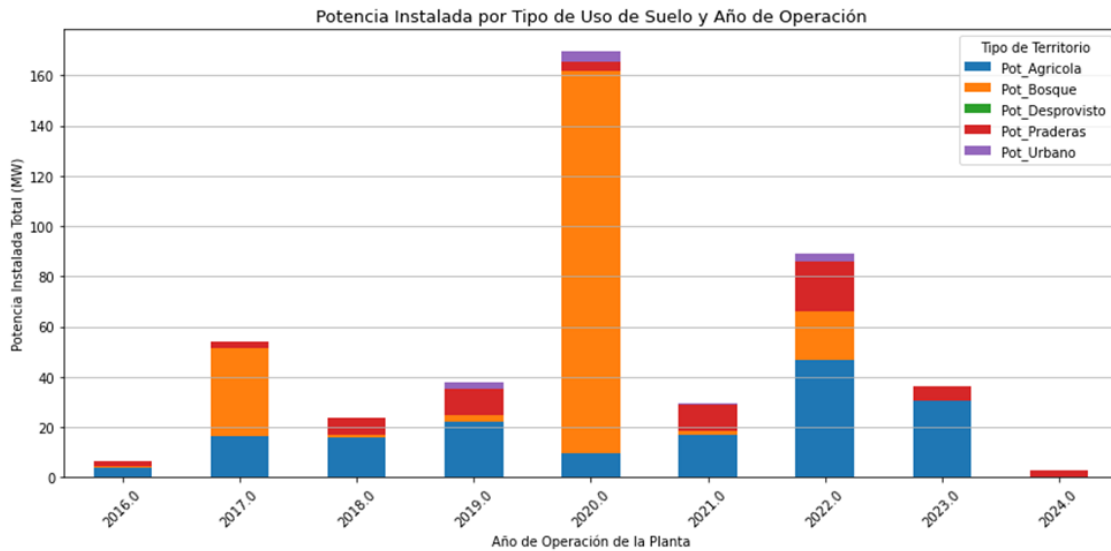


Figura 16: Potencia instalada por tipo de uso de suelo y año de operación. Fuente: elaboración propia.

Mientras que la potencia en suelos agrícolas y praderas crece de manera gradual (20 MW/año), el salto observado en 2020 (+148,9 MW en bosque) corresponde al mayor proyecto hasta la fecha. Esto demuestra que los bosques han albergado desarrollos de gran envergadura, elevando drásticamente el promedio de potencia anual instalada y cambiando la escala habitual de los proyectos. Sin embargo, este gran proyecto no es considerado en la sección de predicciones ya que altera estas mismas.

7.1.5. Relación entre superficie ocupada y potencia instalada

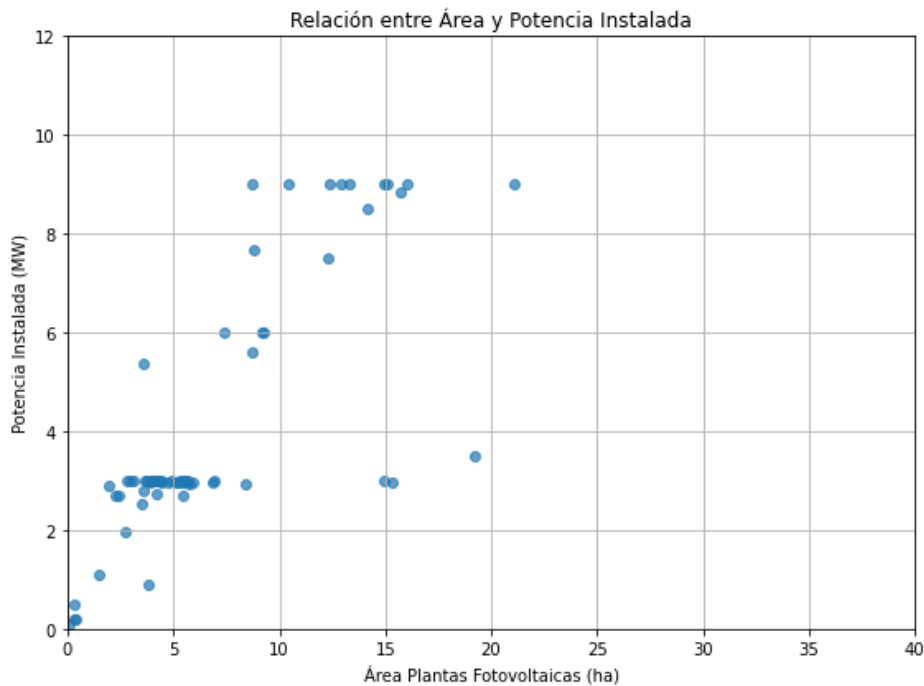


Figura 17: Relación entre área ocupada y potencia instalada por planta. Fuente: elaboración propia.

A pesar de que la relación entre área ocupada y potencia instalada no es perfectamente lineal, se identifica una leve tendencia creciente. Esta se explica parcialmente por las características tecnológicas y normativas de los proyectos. En particular, se evidencian dos zonas de concentración: una entre 1 y 6 hectáreas para plantas de aproximadamente 3 MW, y otra entre 9 y 16 hectáreas para plantas de hasta 9 MW, límite establecido para el régimen PMGD. Estas agrupaciones reflejan cómo las decisiones tecnológicas, normativas y territoriales afectan la densidad energética y la ocupación del suelo en proyectos fotovoltaicos distribuidos.

7.1.6. Superficie total transformada por tipo de suelo

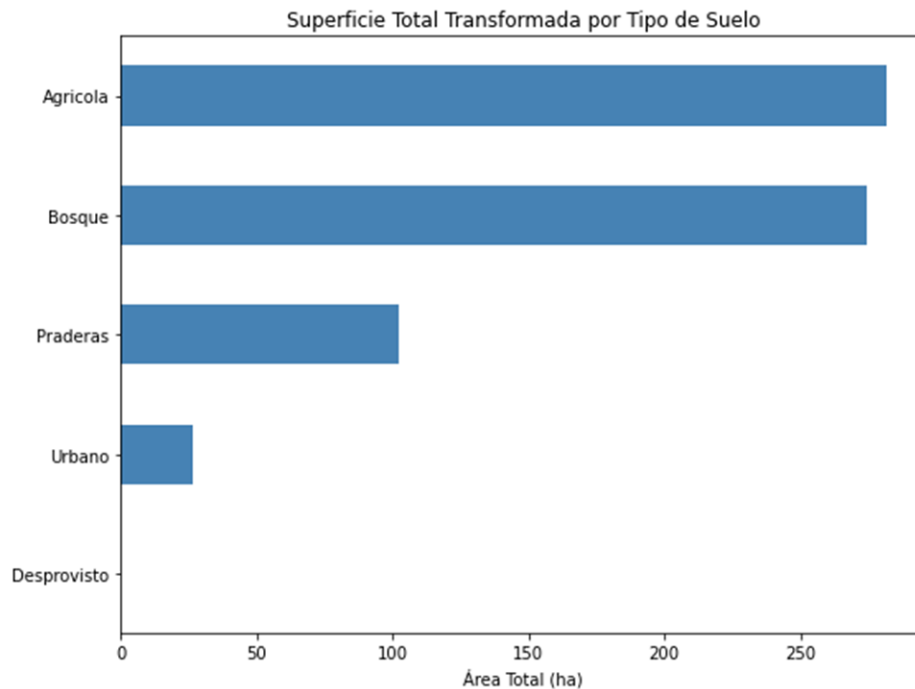


Figura 18: Superficie total transformada por tipo de suelo (2013–2023). Fuente: elaboración propia a partir de QGIS y Python.

En el acumulado 2013–2023, los suelos agrícolas y boscosos suman más del 80 % de la superficie transformada (aprox. 300 ha cada uno), las praderas rondan las 70 ha y los suelos urbanos/desnudos menos de 20 ha. Este reparto refuerza la necesidad de políticas que validen la selección de emplazamientos en terrenos de bajo valor ecológico o productivo, minimizando el impacto sobre servicios ecosistémicos críticos.

7.2. Parte II: Proyección y Comparación de Escenarios Futuros

7.2.1. Proyección de superficie agrícola ocupada por plantas FV

Para proyectar la expansión territorial de las plantas solares fotovoltaicas sobre suelos agrícolas, se aplicó un modelo de regresión lineal multivariable, en el cual la variable dependiente fue

la superficie agrícola ocupada anualmente. Como variables explicativas se consideraron el año de operación de las plantas y la potencia instalada. El modelo, ajustado con datos desde 2013 hasta 2023, entregó un coeficiente de determinación $R^2 = 0,97$, lo que indica un ajuste altamente satisfactorio.

El uso de esta aproximación se justifica por la linealidad observada en la evolución histórica de las variables, así como por el desempeño superior del modelo frente a alternativas no lineales, como modelos polinomiales de segundo grado o exponenciales, que mostraron menor estabilidad predictiva. Además, la relación directa entre capacidad instalada y superficie utilizada se mantiene constante en la mayoría de los casos, lo que refuerza la validez del enfoque empleado.

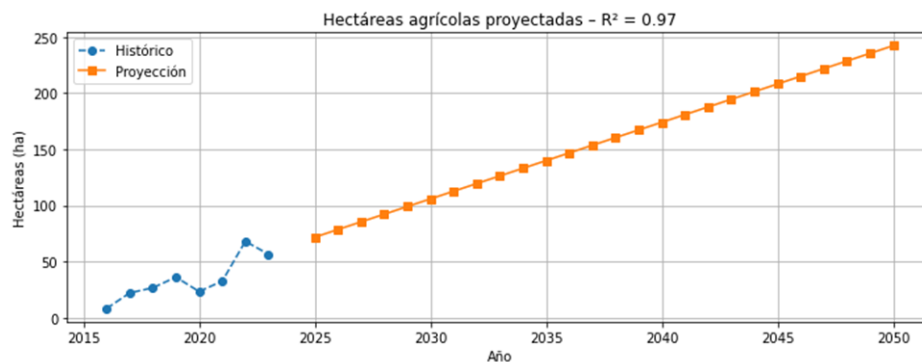


Figura 19: Proyección de superficie agrícola ocupada por plantas FV (2013–2050). Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con la proyección presentada en la Figura 19, de mantenerse la tendencia actual, la superficie agrícola acumulada utilizada por plantas fotovoltaicas alcanzaría las 500 hectáreas hacia el año 2030 y superaría las 1.000 hectáreas en 2050. Este escenario implica una presión creciente sobre terrenos tradicionalmente destinados a la producción de alimentos, lo cual requiere una evaluación estratégica del uso del suelo en la región para evitar conflictos entre objetivos energéticos y de seguridad alimentaria.

7.2.2. Proyección del precio de la energía eléctrica

La rentabilidad de los proyectos solares, y por ende su impacto territorial, está fuertemente condicionada por el precio de la energía en el mercado. Para proyectar su evolución, se utilizó un modelo de regresión lineal simple basado en los precios marginales promedio observados entre 2016 y 2024. El modelo arrojó un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,65$, lo que, si bien no es perfecto, resulta razonable para proyecciones de largo plazo en un mercado sujeto a múltiples fluctuaciones.

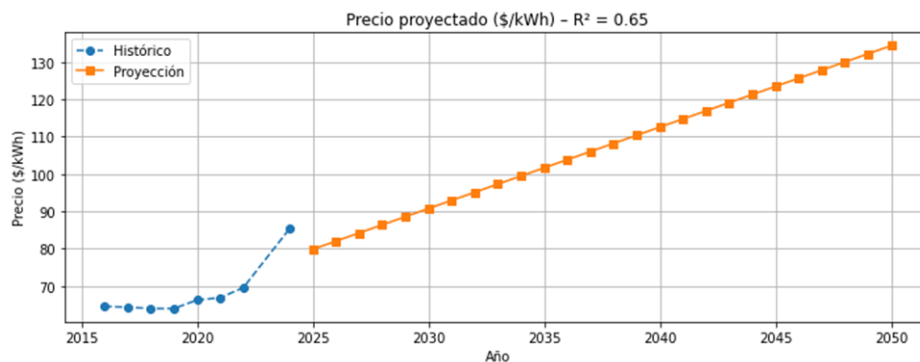


Figura 20: Proyección del precio promedio de venta de energía eléctrica (\$/MWh). Fuente: elaboración propia.

La proyección indica un aumento sostenido en el precio de la energía, alcanzando los \$85.000 CLP/MWh en 2050. Este crecimiento moderado puede atribuirse a una combinación de factores, como el aumento en la demanda energética, la salida progresiva de tecnologías fósiles del sistema y la maduración del mercado de energías renovables. Desde el punto de vista económico, este incremento sostiene el atractivo financiero de las plantas FV, reforzando su competitividad frente a usos agrícolas del suelo.

7.2.3. Proyección de potencia instalada y energía generada por plantas FV

La capacidad instalada de plantas solares en la región ha mostrado un crecimiento continuo durante la última década. Para proyectar esta tendencia, se utilizó un modelo de regresión lineal simple, el cual alcanzó un coeficiente de determinación de $R^2 = 0,94$, evidenciando una alta confiabilidad del modelo para este tipo de análisis.

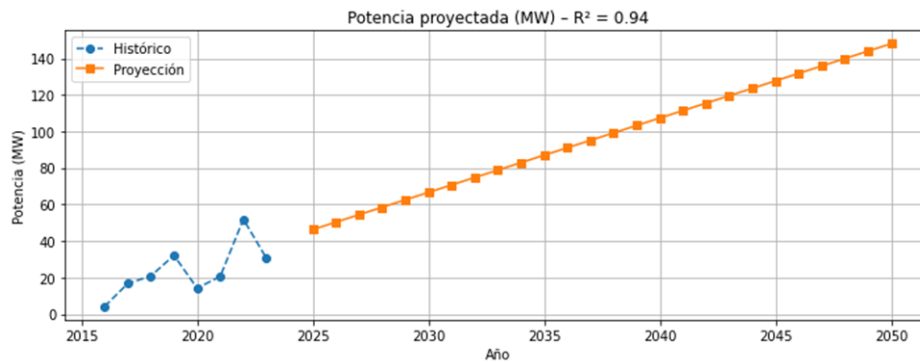


Figura 21: Proyección de potencia instalada acumulada por plantas FV (2013–2050). Fuente: elaboración propia.

A partir de esta proyección, y considerando un factor de planta promedio de 0,226, valor obtenido de RETScreen y validado con datos regionales—, se estimó la generación eléctrica anual.

Se asumieron pérdidas técnicas del 10 % (56)

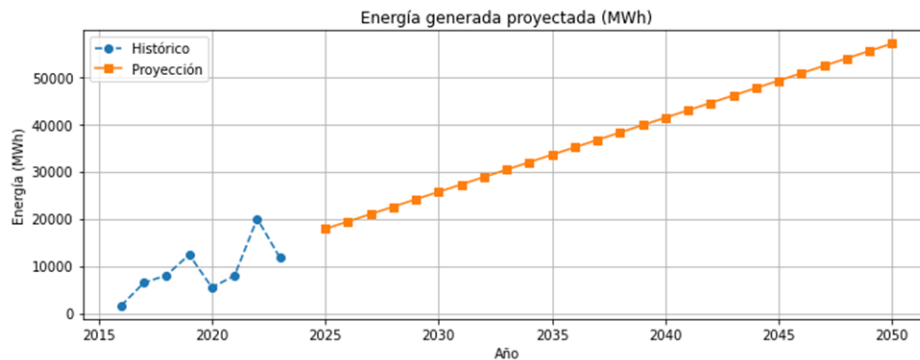


Figura 22: Proyección de energía eléctrica anual generada por plantas FV (en MWh). Fuente: elaboración propia.

El resultado proyectado sugiere que la generación eléctrica por fuente solar aumentará significativamente hacia mediados de siglo, convirtiéndose en una de las fuentes principales de abastecimiento regional. Esta expansión implicaría también un mayor uso de suelo, fortaleciendo la necesidad de incorporar criterios de eficiencia territorial en la planificación energética.

7.2.4. Comparación de ingresos por hectárea: FV vs. agricultura

En términos económicos, se evaluó la rentabilidad por hectárea de las plantas solares en comparación con cultivos tradicionales como trigo, uva y palta. Para ello, se recopilaron datos observados entre 2016 y 2023, tanto para el sector agrícola como para la energía solar, esta última estimada a partir de la generación por MW y superficie promedio ocupada por planta.

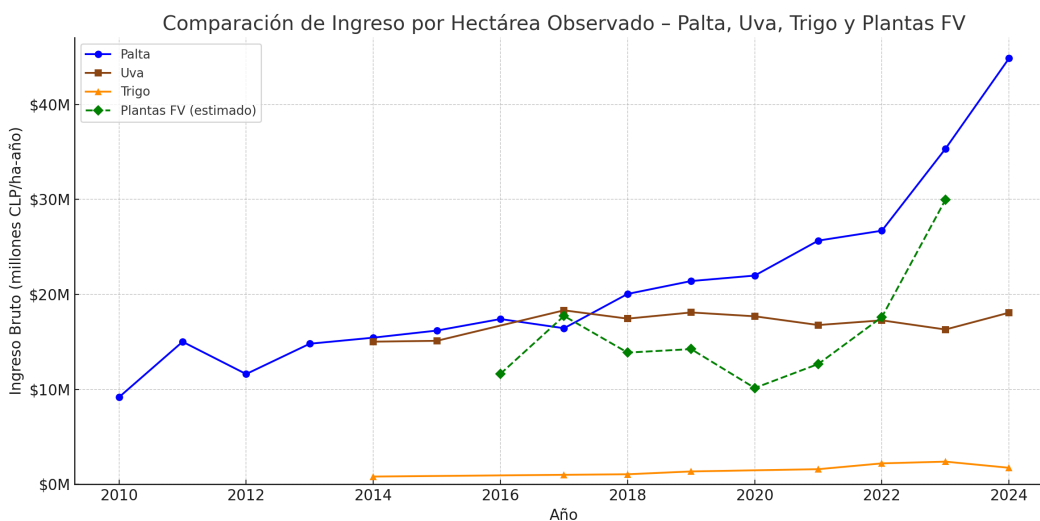


Figura 23: Ingreso bruto por hectárea observado: palta (azul), uva (café), trigo (naranja) y plantas FV (verde). Fuente: elaboración propia.

Los resultados muestran que, en el año 2023, las plantas FV alcanzaron ingresos superiores a \$30 millones/ha, cifra comparable a los retornos de un cultivo de palta en condiciones favorables. Esto evidencia que la energía solar no solo compite en términos de uso del suelo, sino que lo hace con un rendimiento económico muy alto, lo que incrementa el incentivo a transformar suelos

agrícolas en superficies energéticas.

Posteriormente, se proyectaron estos ingresos hasta 2050 utilizando modelos de regresión, tanto lineales como polinomiales de segundo grado. Para el caso de la Uva no se considera el polinomial ya que indicaba valores futuros negativos en un corto periodo.

Cultivo	Lineal R^2	Polinomial R^2
Trigo	0,82	0,92
Uva	0,25	–
Palta	0,87	0,94

Tabla 5: Ajuste de modelos para proyección de ingreso agrícola por hectárea.

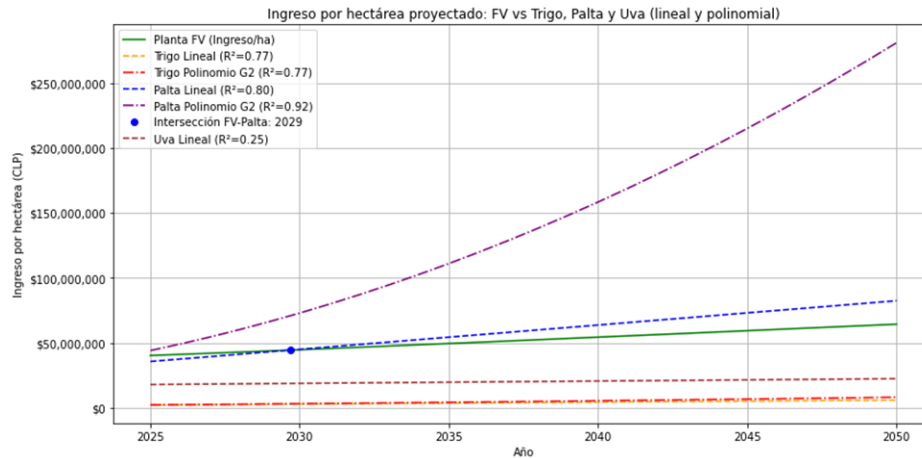


Figura 24: Ingreso anual proyectado por hectárea: comparación entre FV y cultivos agrícolas. Fuente: elaboración propia.

El gráfico muestra que los cultivos de trigo y uva presentan ingresos considerablemente menores y con menor crecimiento esperado en el tiempo. En el caso del trigo, la proyección lineal indica un ingreso inferior a \$30 millones/ha incluso en el horizonte de 2050, con un coeficiente de determinación $R^2 = 0,77$. La tendencia polinomial no mejora sustancialmente la trayectoria, lo que refleja una limitada competitividad económica de este cultivo frente a la opción energética.

Para la uva, el modelo lineal ajustado muestra un desempeño aún más débil, con un $R^2 = 0,25$, indicando una gran dispersión de los datos históricos y baja fiabilidad predictiva. Esto sugiere

una alta volatilidad en los ingresos por hectárea asociados a este cultivo, lo que limita su atractivo como uso del suelo a largo plazo.

En contraste, la palta muestra un comportamiento notablemente diferente. Su proyección lineal ($R^2 = 0,80$) y, sobre todo, la polinomial de segundo grado ($R^2 = 0,92$), indican un aumento significativo del ingreso esperado. La curva polinomial alcanza valores superiores a \$250 millones/ha en 2050, posicionando a la palta como un competidor real frente a las plantas FV en términos de rentabilidad por superficie.

La curva correspondiente a las plantas fotovoltaicas mantiene un crecimiento moderado y sostenido, proyectando ingresos por hectárea en torno a los \$100 millones para mediados de siglo. El análisis del punto de intersección entre esta curva y la proyección lineal de la palta indica que, a partir del año 2029, la palta superaría al ingreso energético de las plantas FV. Esta observación sugiere que, si bien la energía solar representa una opción atractiva desde el punto de vista financiero, existen cultivos agrícolas que podrían igualarla o superarla en contextos productivos óptimos.

Esta comparación evidencia que la elección entre uso agrícola o energético del suelo no puede reducirse a una simple maximización de ingresos en todos los casos. Mientras que los cultivos de baja rentabilidad como el trigo quedan claramente superados por la energía solar, en el caso de la palta, especialmente bajo escenarios de precios crecientes, la conservación del suelo agrícola productivo puede tener un valor equivalente o incluso superior.

En consecuencia, resulta esencial que las decisiones sobre localización de nuevas plantas solares consideren no solo el potencial energético y el valor absoluto de ingresos, sino también los efectos sobre economías agrícolas locales, seguridad alimentaria y sostenibilidad de los ecosistemas. Un ordenamiento territorial estratégico debería priorizar la instalación de plantas FV en terrenos con baja productividad agrícola o sin cobertura vegetal, evitando comprometer cultivos de

alto valor económico y social como la palta.

7.2.5. Comparación de emisiones evitadas por FV vs. captura de carbono por bosques

Desde una perspectiva ambiental, es fundamental evaluar el impacto climático neto de las plantas solares fotovoltaicas, considerando no solo las emisiones que evitan mediante generación limpia, sino también la pérdida de servicios ecosistémicos que ocurre al instalarse sobre suelos forestales. Para ello, se comparó la proyección de emisiones evitadas por generación FV con la captura natural de carbono que habrían aportado los bosques reemplazados.

Proyección de hectáreas forestales ocupadas por FV

La primera etapa del análisis consistió en estimar la superficie forestal que sería ocupada por proyectos FV entre 2025 y 2050. La Figura 25 muestra la proyección obtenida mediante un modelo Holt–Winters aditivo ajustado a la serie histórica de hectáreas afectadas. Este modelo fue elegido por su capacidad de manejar series irregulares sin imponer una tendencia determinista rígida.

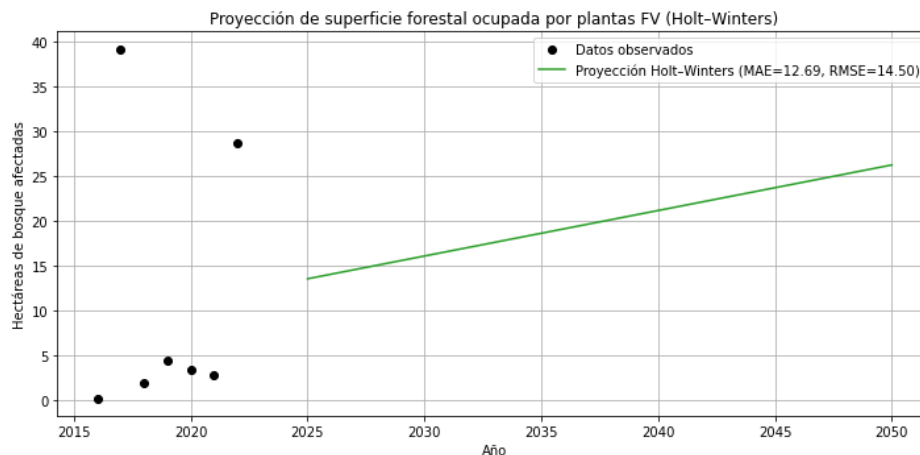


Figura 25: Proyección de superficie forestal ocupada por plantas FV (2025–2050) utilizando modelo Holt–Winters. Fuente: elaboración propia.

La trayectoria proyectada es creciente y moderada, comenzando con aproximadamente 14 hectáreas en 2025 y alcanzando 26 hectáreas en 2050. El modelo mostró un error absoluto medio (MAE) de 12,69 ha y un error cuadrático medio (RMSE) de 14,50 ha, valores aceptables considerando la alta variabilidad de la serie histórica y la presencia de valores extremos. Estos resultados otorgan confianza en la proyección como insumo para estimar la captura de carbono desplazada.

Posteriormente, se proyectó el factor de emisión (tCO_2/MWh) del sistema eléctrico nacional, es decir, la cantidad de emisiones que se evitarían por cada MWh generado por plantas solares. La Figura 26 presenta tres escenarios distintos: uno basado en regresión lineal, otro en regresión polinomial de segundo grado, y un tercero en el modelo Holt–Winters.

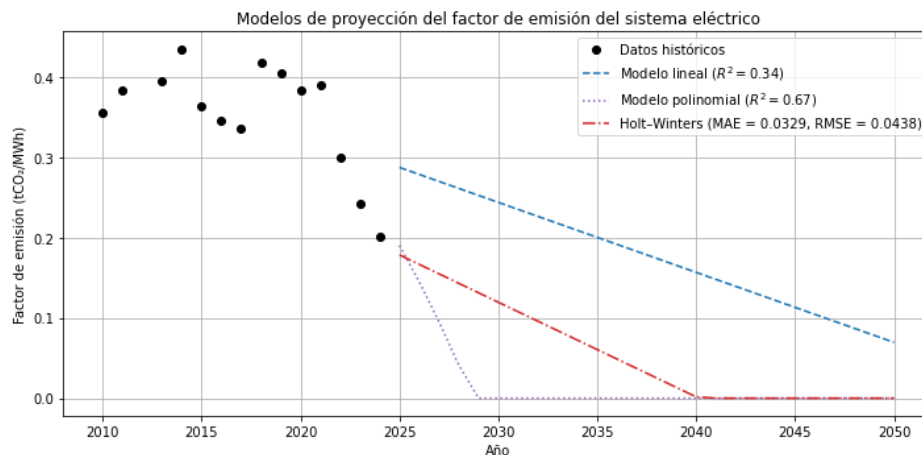


Figura 26: Proyección del factor de emisión del sistema eléctrico mediante tres modelos. Fuente: elaboración propia.

El modelo lineal mostró un ajuste bajo ($R^2 = 0,34$), reflejando una tendencia descendente moderada. El modelo polinomial se ajustó mejor a los datos históricos ($R^2 = 0,67$), capturando una reducción acelerada, aunque con valores proyectados que tienden a cero. El modelo Holt–Winters, sin entregar R^2 , se evaluó mediante MAE (0,0329) y RMSE (0,0438), que fueron los más bajos entre los tres modelos. Además, su proyección mostró una trayectoria decreciente pero estabilizada,

lo que resulta más realista desde una perspectiva técnica.

Cabe señalar que la tendencia decreciente del factor de emisión implica que, en el tiempo, la cantidad de emisiones evitadas por las plantas solares tenderá a disminuir, dado que el sistema eléctrico nacional se encuentra en un proceso de descarbonización progresiva. En ciertos modelos optimistas, se proyecta que este factor podría llegar a valores cercanos a cero, lo que representaría un escenario en el cual toda la electricidad se genera mediante fuentes 100 % renovables, como solar, eólica e hidráulica. Sin embargo, en la práctica, es poco probable que el factor de emisión alcance exactamente 0 tCO₂/MWh, ya que siempre podrían existir fuentes residuales de generación fósil o emisiones indirectas. No obstante, sí es factible que se aproxime a valores muy bajos en escenarios futuros.

En este contexto, el modelo polinomial representa una proyección optimista, al anticipar una reducción acelerada que lleva al factor de emisión a valores prácticamente nulos antes del año 2035. En contraste, el modelo lineal ofrece una visión más conservadora, con una disminución gradual que no alcanza el valor cero ni siquiera en 2050. Finalmente, el modelo Holt–Winters se posiciona como una alternativa intermedia y técnicamente más realista, al proyectar una fuerte reducción en el corto plazo, alcanzando niveles mínimos cercanos a cero alrededor del año 2040, para luego estabilizarse. Esta diversidad de enfoques permite visualizar distintos escenarios de descarbonización eléctrica y evaluar su impacto sobre la eficiencia climática de futuras instalaciones solares.

Finalmente, se calculó la captura de carbono asociada a la superficie forestal proyectada y se comparó con las emisiones evitadas por la energía generada por plantas FV bajo cada uno de los tres escenarios de factor de emisión. La Figura 27 sintetiza esta comparación.

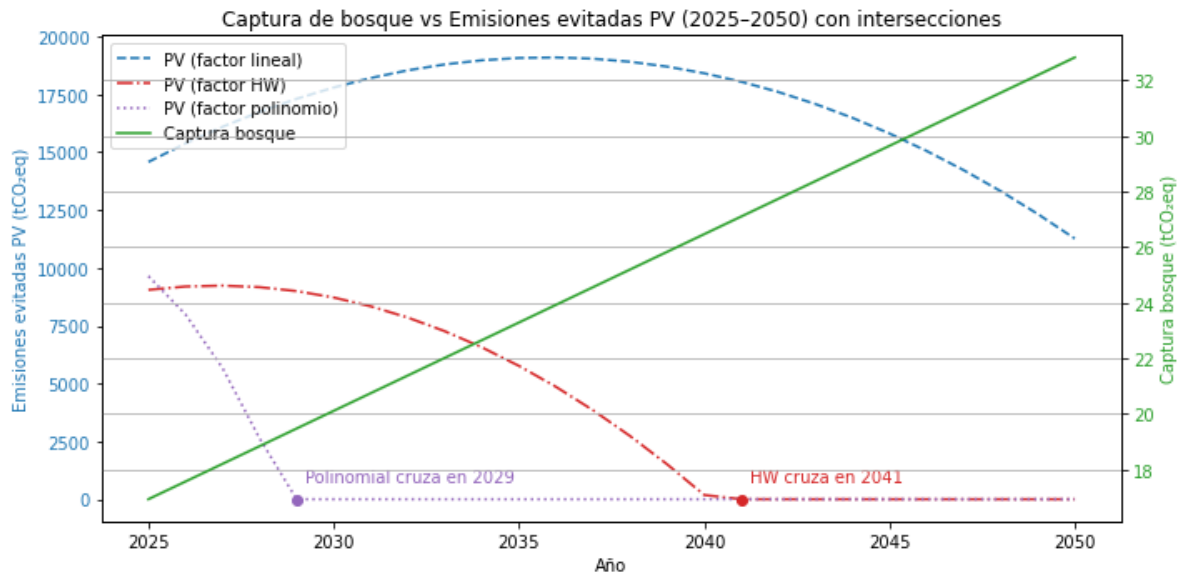


Figura 27: Comparación entre captura de carbono natural de bosques y emisiones evitadas por plantas FV (2025–2050). Fuente: elaboración propia.

El modelo lineal muestra una ventaja constante de las plantas FV en cuanto a emisiones evitadas, ya que estas superan a la captura de los bosques durante todo el período proyectado. En cambio, el modelo Holt–Winters indica un punto de cruce en el año 2041, a partir del cual la captura de carbono natural de los bosques superaría las emisiones evitadas por las plantas FV. El modelo polinomial —el mejor ajustado a los datos históricos— predice un cruce incluso más temprano, en el año 2029.

Estos resultados demuestran que la elección del modelo de proyección no es meramente técnica, sino que condiciona las conclusiones ambientales de fondo. Mientras el modelo lineal sugiere un rol dominante y permanente de la energía solar en mitigación climática, los modelos Holt–Winters y polinomial indican que, a partir de ciertos años (2029 o 2041), la conservación forestal se vuelve más eficiente en términos de captura neta de carbono.

Desde una perspectiva metodológica y normativa, se recomienda emplear modelos que reflejen dinámicas aceleradas de cambio, como el polinomial de segundo grado, especialmente en

contextos de políticas de carbono neutralidad. Sin embargo, también se debe considerar el modelo Holt–Winters como herramienta complementaria, dado su bajo error de ajuste y su capacidad de capturar trayectorias estabilizadas. Ambos modelos resultan preferibles al lineal por su mayor realismo en contextos de transición energética.

En consecuencia, si bien la energía solar es clave para la descarbonización, no debe instalarse indiscriminadamente sobre suelos forestales sin considerar el balance climático neto. La planificación territorial debiera priorizar terrenos con bajo valor ecológico o agrícola, integrando criterios de densidad energética y captura de carbono en la toma de decisiones.

7.2.6. Comparación de emisiones evitadas por FV vs. captura de carbono por praderas

En la Figura 28 se muestra en primer lugar la proyección de la superficie de praderas afectadas por plantas fotovoltaicas utilizando el modelo Holt–Winters aditivo. La serie histórica (puntos negros) presenta variaciones abruptas año a año, con picos en 2019 y 2022, que reflejan la construcción de proyectos de diversa escala. El pronóstico (línea verde) suaviza estas oscilaciones, generando un crecimiento lineal moderado desde aproximadamente 27 ha en 2025 hasta 115 ha en 2050. El ajuste histórico alcanza un error medio absoluto (MAE) de 4,69 ha y un error cuadrático medio (RMSE) de 5,75 ha, lo que indica un buen balance entre fidelidad y plausibilidad de la proyección.

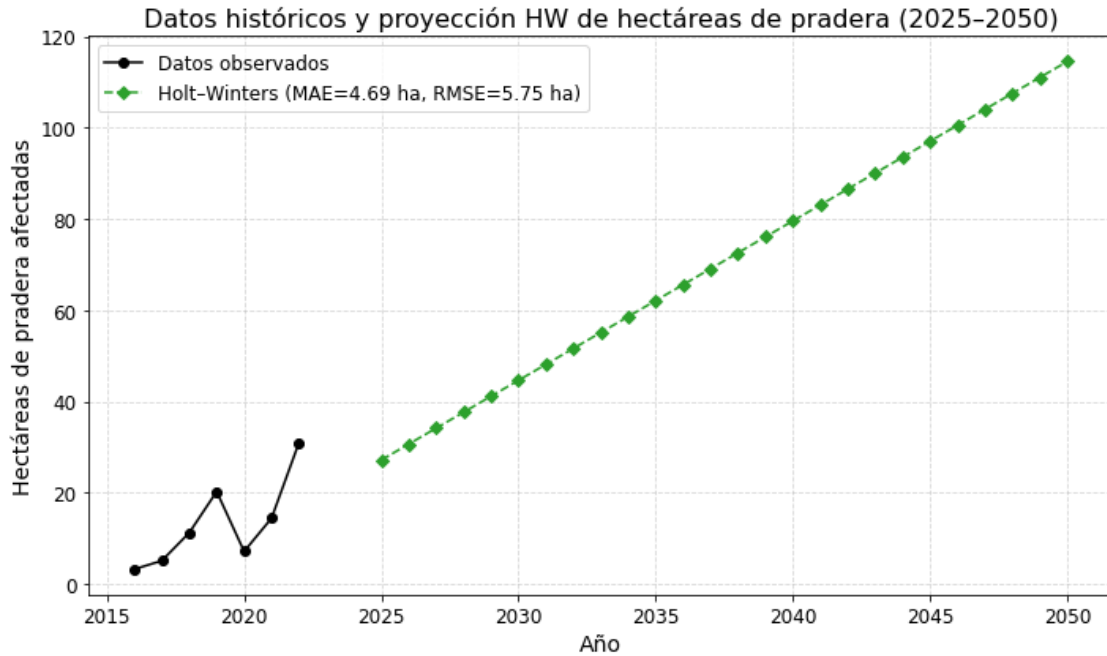


Figura 28: Datos históricos y proyección HW de hectáreas de pradera afectadas (2025–2050). El modelo Holt–Winters presenta MAE=4,69 ha y RMSE=5,75 ha.

Se tiene que el factor de emisión considerado y sus predicciones son los mismos que se consideraron para la sección del análisis de Bosques. A continuación, la Figura 29 contrasta las emisiones de CO₂ evitadas por las plantas FV (curvas azul, morada y roja, correspondientes a los factores de emisión lineal, polinomial y Holt–Winters, respectivamente) con la captura anual de carbono proyectada de las praderas (línea verde). El modelo lineal de factor de emisión mantiene una tendencia estable y sólo decrece lentamente, mientras que el polinómico anticipa una caída rápida que llega a cero en 2029 y el Holt–Winters suaviza el descenso hasta anular las emisiones hacia 2041.

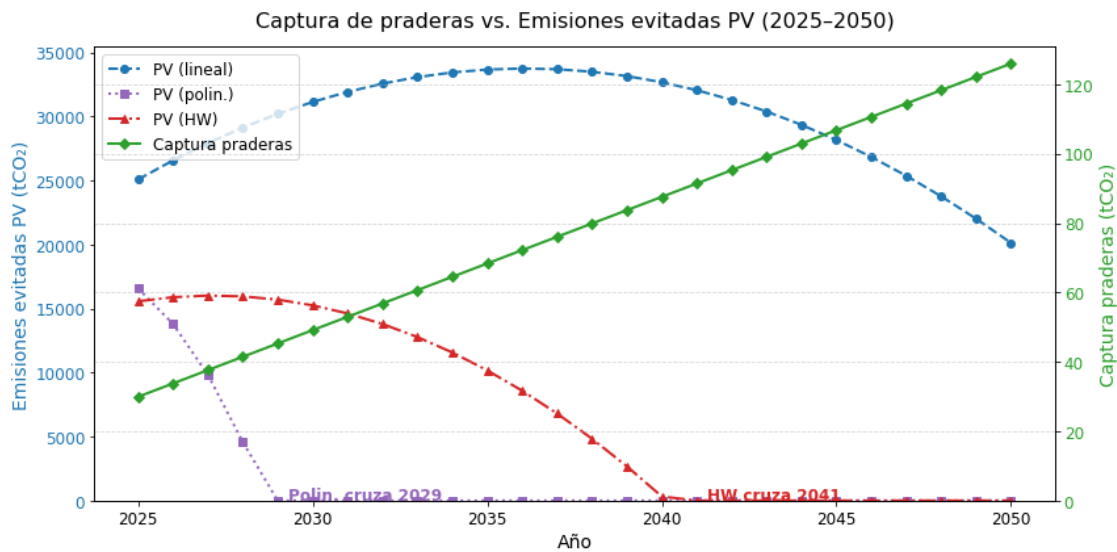


Figura 29: Captura de praderas vs. emisiones evitadas por FV (2025–2050). Las líneas punteadas marcan los puntos de cruce entre la captura y cada curva de emisiones: polinómico en 2029 y Holt–Winters en 2041.

El análisis de las intersecciones muestra que la captura de carbono por praderas supera a las emisiones evitadas por las plantas fotovoltaicas únicamente cuando estas últimas se aproximan a cero, es decir, en los mismos años de quiebre observados para los bosques: 2029 y 2041, según los modelos polinomial y Holt–Winters, respectivamente. Esta coincidencia se explica porque tanto las praderas como los bosques presentan valores fijos de captura de carbono que, si bien distintos, resultan muy bajos en comparación con los volúmenes de emisiones evitadas por la generación solar. Por lo tanto, ambos tipos de cobertura solo superan a las FV en términos climáticos cuando el sistema eléctrico está tan descarbonizado que el factor de emisión se aproxima a cero.

Desde una perspectiva de planificación territorial, estos resultados sugieren que, si bien las praderas entregan servicios ecosistémicos de captura de carbono, su contribución es marginal frente a la escala de mitigación lograda por proyectos solares. Por consiguiente, la conservación y restauración de suelos con alta capacidad de fijación de carbono, como los bosques, debiera ser prioritaria, siempre y cuando el factor de emisión siga teniendo una tendencia decreciente,



mientras que la instalación de plantas FV debería orientarse hacia terrenos degradados o con bajo valor ecológico, maximizando así los beneficios netos para el clima y el territorio.

8. Conclusiones

La presente investigación evaluó de forma integral el impacto territorial, económico y ambiental de la expansión de plantas solares fotovoltaicas en la Región de Valparaíso, integrando análisis espacial, modelación predictiva y simulación energética. A través de esta aproximación multidimensional, se logró construir una base metodológica robusta y replicable, útil para orientar decisiones de planificación territorial en contextos de transición energética.

Desde la dimensión territorial, se evidenció una creciente presión de los proyectos solares sobre suelos agrícolas y vegetacionales. El patrón de localización ha cambiado cualitativamente: mientras al inicio se priorizaban terrenos agrícolas tradicionales, en los últimos años —especialmente desde 2019— se ha intensificado la intervención sobre bosques y praderas. Las proyecciones multivariadas sugieren que esta tendencia se mantendrá.

En el plano económico, el análisis de rentabilidad por hectárea mostró que, en el presente, las plantas FV ya superan ampliamente a cultivos como el trigo y la uva. La palta, sin embargo, muestra una trayectoria de crecimiento más acelerada, con ingresos proyectados que alcanzan y superan a los de la energía solar en torno al año 2029. El orden de rentabilidad proyectada por hectárea al año 2050, según los modelos aplicados, sería: 1. Palta, 2. Plantas FV, 3. Trigo, 4. Uva. Este resultado indica que, si bien la energía solar representa una alternativa económicamente atractiva, no es siempre la opción óptima. En zonas agrícolas de alto valor como aquellas dedicadas a la palta, conservar el uso agrícola podría ser más rentable a largo plazo. El cruce de curvas de ingreso en 2029 refleja un cambio estructural que debería incorporarse en la evaluación de futuros proyectos.

Desde la perspectiva ambiental, se concluye que la eficiencia climática de las plantas FV

está condicionada al nivel de emisiones evitadas por unidad de energía generada, el cual depende del factor de emisión del sistema eléctrico. Las comparaciones realizadas muestran que los bosques superan a las plantas solares en captura neta de carbono a partir de 2029 (modelo polinomial) o 2041 (modelo Holt–Winters), mientras que las praderas sólo lo hacen en esos mismos años, cuando las emisiones evitadas por FV se acercan a cero. Esto se explica por su menor capacidad de captura (1,1 tCO/ha-año vs. 1,25 tCO/ha-año en bosques). El análisis advierte que, siempre que el factor de emisión del sistema eléctrico continúe reduciéndose en Chile, llegará un punto donde el beneficio climático de nuevas plantas FV será inferior al de conservar la cobertura vegetal existente. Por ello, la expansión futura debe estar condicionada a este indicador ambiental.

En función de los hallazgos presentados, se sugiere orientar la expansión futura de plantas solares fotovoltaicas hacia terrenos con baja productividad agrícola, escaso valor ecológico o que ya se encuentren degradados. Los resultados muestran que, si bien la energía solar es una alternativa altamente rentable y clave en la transición energética, su instalación sobre suelos agrícolas valiosos o ecosistemas naturales puede representar un costo de oportunidad significativo, especialmente en escenarios de precios agrícolas al alza o bajo contextos de descarbonización acelerada. Por ello, se recomienda incorporar criterios de planificación territorial más integrados, que equilibren los objetivos energéticos con la conservación ambiental y la sostenibilidad de los sistemas alimentarios regionales, asegurando que la transición energética no implique un retroceso en otras dimensiones del desarrollo sustentable.

9. Limitaciones

Este estudio presenta una serie de limitaciones que deben ser consideradas al interpretar sus resultados y proyecciones:

- **Restricción temporal de los datos:** La base de datos de plantas fotovoltaicas utilizadas considera instalaciones a partir del año 2013. Esta ventana temporal acotada impide capturar tendencias de largo plazo y limita la capacidad de construir modelos robustos de crecimiento o cambio en el uso de suelo asociado a estas instalaciones. La falta de registros previos impide, además, establecer líneas de base más precisas.
- **Alcance limitado de la base de uso de suelo:** Los datos de uso de suelo provienen de la cartografía de CONAF, la cual cuenta con información para los años 2013 y 2019. Esta escasez de cortes temporales limita la capacidad de evaluar dinámicas interanuales o cambios graduales en el tiempo, restringiendo la precisión del análisis espaciotemporal.
- **Incertidumbre en la potencia futura instalada:** Si bien es posible proyectar una expansión en la potencia fotovoltaica instalada, la estimación de su magnitud exacta presenta incertidumbres. No es posible predecir con precisión cuánto requerirá adquirir el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para satisfacer la demanda futura, ni qué proporción provendrá de estas plantas. Esta incertidumbre afecta directamente la estimación de ingresos futuros y podría llevar a una *sobreestimación de los beneficios económicos asociados* a nuevas instalaciones.
- **Falta de modelación de la demanda eléctrica:** El presente trabajo no incorpora modelos de evolución de la demanda eléctrica, ni escenarios sobre sustitución tecnológica o electrificación de sectores. Esta omisión implica que las estimaciones de viabilidad económica de

nuevas plantas no consideran restricciones por exceso de oferta o variabilidad de precios, lo cual podría alterar significativamente los retornos esperados.

- **Suposiciones estáticas sobre precios y rendimientos agrícolas:** Para calcular los costos de oportunidad del uso agrícola del suelo, se utilizaron precios y rendimientos históricos. Sin embargo, estos parámetros están sujetos a variabilidad climática, comercial y política. La utilización de valores medios puede subestimar la volatilidad real del sector agrícola en la región.
- **No consideración de aspectos técnicos ni ambientales específicos del terreno:** El estudio considera el suelo como una unidad homogénea desde el punto de vista agrícola y energético. No se incorporan variables como calidad edáfica, acceso a agua, pendientes o restricciones normativas específicas, las cuales pueden limitar o condicionar la instalación efectiva de plantas PV.
- **No se evalúan externalidades ni impactos sociales:** Aunque se aborda el conflicto potencial entre suelo agrícola y energía, no se cuantifican impactos sobre comunidades locales, empleo agrícola o biodiversidad. Tampoco se consideran eventuales resistencias sociales a nuevas instalaciones.

Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Statistics: Solar energy, country profile - chile,” <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Technologies>, 2023.
- [2] —, “Costes de generación de energía renovable en 2019,” https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_ES.PDF, 2020.
- [3] Ministerio de Energía de Chile, “Exploración solar - potencial técnico para generación fotovoltaica,” <https://solar.minenergia.cl/exploracion>, 2025.
- [4] —, “Visor de información energética (ide) - mapa eléctrico de chile,” <https://ide-energia.minenergia.cl/portal/apps/webappviewer/index.html?id=5c526a138b1449458e0667b2235d2b19>, 2024.
- [5] M. Hernando Arrese and G. Blanco Wells, “Territorio y energías renovables no convencionales: aprendizajes para la construcción de política pública a partir del caso de rikatayo alto, región de los ríos, chile,” *Gestión y Política Pública*, vol. 25, no. 1, p. ID 153, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.29265/gypp.v25i1.153>
- [6] P. D’Aprile and et al., “Evolution of patterns of specific land use by free-field photovoltaic,” *Energy, Sustainability and Society*, 2024.
- [7] CONAF, “Sistema de información territorial (sit): Catastro de recursos vegetacionales y uso de la tierra,” 2021, versiones 2013 y 2019, acceso público. [Online]. Available: <https://sit.conaf.cl>

- [8] I. P. on Climate Change (IPCC), “Climate change and land: An ipcc special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems,” 2019. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/srccl/>
- [9] Gobierno de Chile, “Actualización de la contribución determinada a nivel nacional (ndc),” https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2020_Chile_NDC.pdf, 2020.
- [10] Climate Action Teams, “Chile | climate action teams,” <https://climateteams.org/country/chile/>, 2023.
- [11] International Energy Agency, “Net zero by 2050 – a roadmap for the global energy sector,” <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>, 2021.
- [12] Wikipedia contributors, “Renewable energy,” https://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy, 2024.
- [13] World Economic Forum, “Fostering effective energy transition 2024,” <https://www.weforum.org/reports/fostering-effective-energy-transition-2024/>, 2024.
- [14] Ministerio de Energía de Chile, “Balance nacional de energía 2023,” <https://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>, 2023, portal Energía Abierta.
- [15] United Nations Framework Convention on Climate Change, “Paris agreement,” <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>, 2015.
- [16] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Ley 20.257: Establece cuotas mínimas de ge-

- neración eléctrica a partir de ernc,” <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212>, 2008.
- [17] —, “Estrategia nacional de hidrógeno verde,” https://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio%2F10221%2F29498%2F1%2FBFCN___Estrategia_Nacional_de_Hidrogeno_Verde_.pdf, 2020.
- [18] Ministerio de Energía de Chile, “Estrategia de transición justa en energía,” https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/estrategia_transicion_justa_2021.pdf, 2021.
- [19] Comisión Nacional de Energía, “Reporte ciudadano – capacidad instalada ernc,” https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/RCiudadano_v202406.pdf, 2024.
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estadísticas de generación sen 2024,” 2024, datos al 30 de junio de 2024. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl>
- [21] Ministerio de Energía de Chile, “Ley 20.571 – generación distribuida (net billing),” <https://autoconsumo.minenergia.cl/wp-content/uploads/2018/01/Ley-20571-ok.pdf>, 2014.
- [22] —, “Modificaciones a la ley 20.571 de generación distribuida: inclusión de clientes regulados (empresas y retail),” <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/modificaciones-la-ley-20571-de-generacion-distribuida>, 2025.
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional, “Reporte pmgd — octubre 2023,” <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/11/PMGD-REPORTE-October-2023.pdf>, 2023.
- [24] V. Renewables, “Guía técnica para pmgd en chile,” 2020, acceso técnico consultivo. [Online]. Available: <https://www.vectorenrenewables.com>

- [25] M. de Energía, “Mapa solar de Chile,” 2021, radiación solar en el norte de Chile. [Online]. Available: <https://energia.gob.cl>
- [26] E. Abierta, “Capacidad pmgd en la región de Valparaíso,” 2024, actualizado 2024. [Online]. Available: <https://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/>
- [27] I. E. Agency, “World energy outlook 2020,” 2020, ICOE datos históricos. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>
- [28] Comisión Nacional de Energía, “Reporte ciudadano – tecnologías de almacenamiento en Chile (agosto 2024),” https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/08/RCiudadano_v202408.pdf, 2024.
- [29] Wikipedia, “Cadmium telluride photovoltaics,” 2025, características técnicas y ambientales del CdTe. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Cadmium_telluride_photovoltaics
- [30] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (version 62),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 31, no. 1, pp. 3–12, 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1002/pip.3595>
- [31] CONAF, “Manual de usuario sit conaf,” 2021, guía para descarga y uso de capas geográficas. [Online]. Available: https://sit.conaf.cl/varios/Manual_de_Usuario_SIT_VersionJun2021.pdf
- [32] UNFCCC REDD+, “Nivel de referencia forestal y uso de suelo en Chile,” 2021, tabla de usos del suelo a nivel nacional. [Online]. Available: https://redd.unfccc.int/media/nref_nrf_nacional.pdf

- [33] Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, “Competencia y coexistencia de campos solares y eólicos con campos agrícolas en el contexto chileno,” <https://agronomia.uc.cl/497-3/file>, 2021.
- [34] F. Pearce, “‘green grab’: Solar and wind boom sparks conflicts on land use,” <https://e360.yale.edu/features/solar-land-grabs-agrovoltatics>, 2025.
- [35] J. e. a. Smith, “Green grabbing and the corridors of extractivist dispossession,” *Land*, 2022, desentraña dinámicas de apropiación verde en diversas regiones. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2073-445X/14/5/1104>
- [36] CONAF, “Chile presenta nueva línea base de emisiones de carbono forestal,” <https://www.conaf.cl/chile-presenta-nueva-linea-base-de-emisiones-de-carbono-forestal/>, 2024.
- [37] Gobierno de Chile, “Nivel de referencia de emisiones forestales y nivel de referencia forestal (nref/nrf) de Chile,” https://redd.unfccc.int/media/nref_nrf_nacional_spanishversion_dec2023-.pdf, 2023, presentado ante la CMNUCC.
- [38] Corporación Nacional Forestal (CONAF), “Inventario forestal nacional de bosques nativos y actualización de plantaciones forestales,” Ministerio de Agricultura de Chile, Tech. Rep. Informe Técnico N°248, 2021, capítulo IV: Existencias de Carbono.
- [39] Instituto Nacional de Estadísticas (INE), “Superficie de cultivos y hortalizas. región de Valparaíso. año agrícola 2017–2018,” INE, Tech. Rep. Edición 02, 2018, boletín informativo regional sobre cultivos anuales.
- [40] O. CIREN, “Catastro frutícola región de Valparaíso 2023,” <https://bibliotecadigital.ciren.cl/items/c7fdd7a6-0c40-4b77-bb9a-3ed733cfe2fa>, 2023.

- [41] I. Beltrán, F. Salazar, Y. Rojas, M. Alfaro, C. Bahamondez, E. Molina, S. Iraira, and M. Panichini, “Guía a metodológica para la estimación del balance de carbono predial en sistemas agropecuarios,” Instituto de Investigaciones Agropecuarias (INIA) / Instituto Forestal (INFOR), Tech. Rep. Boletín N.º 476, 2023. [Online]. Available: https://bibliotecadigital.infor.cl/bitstream/handle/20.500.12220/32561/32561.pdf?isAllowed=y&sequence=1&utm_source=chatgpt.com
- [42] ODEPA, “Boletines de estadísticas y precios agrícolas,” 2023, oficina de Estudios y Políticas Agrarias del Ministerio de Agricultura. [Online]. Available: <https://www.odepa.gob.cl/publicaciones/boletines?swpquery=cereales&mes=0&anio=2018>
- [43] ChileAgrícola, “Fichas de costos de producción: Trigo, uva de mesa y palta,” 2023, información de referencia para productores agropecuarios. [Online]. Available: <https://www.odepa.gob.cl/precios/mayoristas-frutas-y-hortalizas>
- [44] M. de Energía de Chile, “Factor de emisión del sistema eléctrico nacional,” 2024, disponible en plataforma Energía Abierta. [Online]. Available: <https://energiaabierta.cl>
- [45] N. R. Canada, “Retscreen clean energy management software,” 2023, herramienta para simulación energética y financiera de proyectos renovables. [Online]. Available: <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-publications/tools/data-analysis/7465>
- [46] P. Longley, M. Goodchild, D. Maguire, and D. Rhind, *Geographic Information Systems and Science*, 4th ed. Wiley, 2015, libro de referencia en fundamentos teóricos de SIG.
- [47] K. Inc., “The future of gis use in solar development,” 2023, artículo sobre el uso de SIG

- en planificación de proyectos solares. [Online]. Available: <https://www.keramida.com/blog/the-future-of-gis-use-in-solar-development>
- [48] Q. D. Team, “Qgis,” 2025, software de código abierto para análisis geoespacial. [Online]. Available: <https://en.wikipedia.org/wiki/QGIS>
- [49] D. C. Montgomery, E. A. Peck, and G. G. Vining, *Introduction to Linear Regression Analysis*, 5th ed. Wiley, 2021.
- [50] S. Weisberg, *Applied Linear Regression*, 3rd ed. Wiley, 2005, incluye modelado polinomial y diagnóstico de regresión.
- [51] G. E. P. Box, G. M. Jenkins, G. C. Reinsel, and G. M. Ljung, *Time Series Analysis: Forecasting and Control*, 5th ed. Wiley, 2015.
- [52] QGIS Association, “Qgis geographic information system,” <https://qgis.org>, 2023, software de código abierto para análisis SIG.
- [53] Ministerio de Energía de Chile, “Visor de información energética (ide),” 2024, acceso a datos geoespaciales de proyectos energéticos. [Online]. Available: <https://ide-energia.minenergia.cl/portal/apps/webappviewer/index.html?id=5c526a138b1449458e0667b2235d2b19>
- [54] CIREN, “Ficha técnica de cultivos y rendimientos por región,” 2021, datos de rendimiento agrícola por cultivo y región. [Online]. Available: <https://bibliotecadigital.ciren.cl/server/api/core/bitstreams/5a2f7900-febb-40c5-b4bc-498c8170da80/content>
- [55] Comisión Nacional de Energía, “Precios nudo promedio,” 2024, valores aplicables a

venta de energía al SEN. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-promedio/>

[56] G. Navothna and M. Thotakura, “Availability factor of a pv power plant: Evaluation based on generation and inverter running periods,” *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, p. 857948, 2022, evaluación técnica del desempeño real de plantas solares. [Online]. Available: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2022.857948>

[57] CONAF, “Recursos forestales en Chile 2021,” 2021, informe nacional sobre cobertura forestal y captura de carbono. [Online]. Available: <https://sit.conaf.cl>

10. Anexos

Planta	Agrícola	Bosque	Desprovisto	Praderas	Urbano	Área (ha)	Fecha Creación	Fecha Operación	Potencia (MW)	Este	Norte
planta11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.32	0.32	30/09/2018	31/03/2020	0.4985	267825	6341877
planta12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.28	0.28	30/09/2018	31/03/2020	0.2145	257701	6341720
planta16	0.0	3.15	0.0	0.0	0.0	3.15	31/12/2018	30/07/2020	3.0	285470	6330070
planta21	8.73	0.08	0.0	0.0	0.0	8.81	30/06/2017	30/01/2017	7.67	289927	6362543
planta23	21.06	0.0	0.0	0.0	0.0	21.06	27/07/2016	17/04/2021	9.0	316733	6363436
planta29	5.73	0.0	0.0	0.0	0.0	5.73	31/12/2018	19/07/2019	2.956	325270	6370010
planta30	5.19	0.0	0.0	0.0	0.0	5.19	30/06/2018	17/11/2018	2.96	316200	6372519
planta33	9.25	0.0	0.0	0.0	0.0	9.25	31/03/2018	18/10/2017	6.0	330185	6371915
planta34	0.0	0.0	0.0	8.37	0.0	8.37	31/03/2018	27/02/2019	2.9558	337545	6370964
planta38	0.0	0.21	0.0	3.28	0.0	3.49	31/03/2017	27/10/2016	2.541	338781	6378884
planta39	3.32	0.02	0.0	10.84	0.0	14.18	27/07/2016	23/04/2019	8.494	336194	6377321
planta40	0.0	0.52	0.0	5.13	0.0	5.65	31/12/2017	23/10/2018	2.995	349749	6377650
planta44	1.49	0.0	0.0	0.0	0.0	1.49	31/03/2017	01/12/2016	1.1	319454	6379160
planta50	0.0	0.0	0.0	5.13	0.0	5.13	31/12/2017	17/11/2017	2.9871	342075	6359441
planta51	3.11	0.0	0.0	1.08	0.0	4.19	31/12/2018	29/06/2019	2.74	339757	6363911
planta52	5.44	0.0	0.0	0.0	0.0	5.44	30/09/2018	19/02/2019	2.97	349250	6360516
planta56	5.66	0.01	0.0	3.05	0.0	8.72	31/07/2017	05/11/2021	5.6	356784	6364211
planta58	0.0	20.99	0.0	0.0	0.0	20.99	03/08/2015	29/11/2017	34.542	288184	6404244
planta59	0.0	18.14	0.0	0.0	0.0	18.14	03/08/2015	29/11/2017	nan	288184	6404244
planta64	4.18	0.0	0.0	0.0	0.0	4.18	30/06/2018	28/07/2017	3.0	302337	6405912
planta68	2.95	0.0	0.0	0.0	0.0	2.95	30/06/2018	19/01/2019	2.998	321436	6411744
planta7	5.83	1.33	0.0	6.13	0.0	13.29	30/06/2018	06/12/2018	9.0	272158	6313082
planta71	6.79	0.0	0.1	0.0	0.0	6.89	31/12/2016	17/03/2016	3.0	301904	6424248
planta72	4.31	0.0	0.0	0.0	0.0	4.31	30/09/2018	20/08/2019	2.996	286045	6421999
planta9	15.72	0.0	0.0	0.0	0.0	15.72	27/07/2016	27/12/2018	8.85	277269	6314048

Tabla 6: Intersección territorial de plantas fotovoltaicas (parte 1)

Planta	Agrícola	Bosque	Desprovisto	Praderas	Urbano	Área (ha)	Fecha Creación	Fecha Operación	Potencia (MW)	Este	Norte
planta1	0.02	0.0	0.0	3.69	0.0	3.71	31/12/2021	31/12/2022	3.0	271940	6275132
planta10	0.0	3.98	0.0	0.0	0.03	4.01	30/06/2022	15/11/2022	3.0	279258	6336067
planta13	0.0	0.01	0.0	2.24	0.0	2.25	31/12/2020	30/11/2021	2.7	285801	6341163
planta14	0.0	12.32	0.0	0.0	0.0	12.32	31/03/2019	21/11/2022	7.5	287867	6342564
planta15	0.0	0.0	0.0	1.97	0.0	1.97	31/12/2022	08/03/2023	2.9	298952	6342799
planta18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	31/12/2022	19/01/2023	0.1	267342	6353847
planta19	0.0	4.87	0.0	0.0	0.0	4.87	31/12/2021	07/05/2022	3.0	275833	6358664
planta2	0.0	3.56	0.0	0.0	0.0	3.56	30/06/2022	24/10/2022	2.8	268564	6276664
planta20	10.39	0.0	0.0	0.0	0.0	10.39	30/06/2020	20/07/2022	9.0	291615	6351036
planta22	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.0	31/12/2021	15/03/2022	3.0	314072	6362148
planta24	4.05	0.0	0.0	0.0	0.0	4.05	31/12/2021	24/05/2022	3.0	315230	6364389
planta25	7.38	0.0	0.0	0.0	0.0	7.38	30/06/2020	04/05/2022	6.0	313195	6364970
planta26	19.18	0.0	0.0	0.0	0.0	19.18	30/06/2020	13/08/2023	3.5	307152	6369740
planta27	6.81	0.0	0.0	0.0	0.0	6.81	30/06/2020	13/08/2023	2.975	315380	6370890
planta28	5.89	0.01	0.0	0.0	0.0	5.89	31/03/2019	23/05/2019	2.987	321110	6369030
planta31	0.0	0.0	0.0	0.0	2.43	2.43	31/12/2021	15/07/2022	2.7	314506	6373116
planta32	3.57	0.0	0.0	0.0	0.0	3.57	30/06/2021	nan	5.375	316065	6372961
planta35	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	4.4	30/06/2019	04/01/2020	2.995	339420	6371470
planta36	0.0	0.0	0.0	3.64	0.0	3.64	30/06/2022	25/10/2023	3.0	333802	6374913
planta37	4.04	0.0	0.0	0.0	0.0	4.04	31/05/2021	30/10/2021	3.0	333365	6376132
planta4	0.0	0.0	0.0	15.06	0.0	15.06	31/12/2019	05/11/2022	9.0	258015	6299320
planta41	4.08	0.0	0.0	0.0	10.83	14.91	30/06/2020	16/07/2020	3.0	348578	6379902
planta42	0.0	4.01	0.0	0.0	0.0	4.01	30/06/2021	25/07/2022	3.0	341765	6384924
planta43	1.88	2.78	0.0	0.0	0.09	4.75	31/12/2020	01/05/2021	2.97	341564	6385336
planta45	2.72	0.0	0.0	0.0	0.0	2.72	31/12/2019	20/05/2020	1.99	315940	6376523

Tabla 7: Intersección territorial de plantas fotovoltaicas (parte 2)



Planta	Agrícola	Bosque	Desprovisto	Praderas	Urbano	Área (ha)	Fecha Creación	Fecha Operación	Potencia (MW)	Este	Norte
planta46	12.88	0.0	0.0	0.0	0.0	12.88	31/12/2020	15/12/2022	9.0	295897	6372969
planta47	14.94	0.0	0.0	0.0	0.0	14.94	31/12/2019	15/11/2023	9.0	294995	6377401
planta49	4.17	0.0	0.0	0.0	0.0	4.17	31/12/2021	13/01/2023	3.0	271562	6366399
planta5	0.0	0.0	0.0	5.29	0.0	5.29	30/06/2020	19/11/2020	3.0	258929	6305125
Planta53	0.0	193.74	0.0	0.01	0.0	193.75	31/12/2019	31/12/2020	148.8953	355886	6359412
planta54	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	3.9	30/09/2018	30/06/2024	2.97	357067	6360700
planta55	0.0	0.0	0.0	4.05	0.0	4.05	30/06/2021	19/01/2022	3.0	357067	6360700
planta57	9.54	0.0	0.0	2.7	0.13	12.37	31/12/2021	19/12/2022	9.0	355969	6367125
planta6	0.0	0.0	0.0	5.52	0.0	5.52	30/06/2021	28/01/2022	3.0	257369	6305553
planta60	3.69	0.0	0.0	1.88	0.0	5.57	31/12/2019	10/03/2020	2.989	285960	6406928
planta61	0.0	0.0	0.0	0.0	5.42	5.42	31/03/2019	15/08/2019	2.7226	286515	6406994
planta62	0.03	4.41	0.0	0.0	0.0	4.44	31/12/2019	18/09/2019	2.99	290190	6409750
planta63	8.7	0.0	0.0	0.0	0.0	8.7	30/06/2020	14/07/2023	9.0	298214	6402949
planta65	2.81	0.0	0.0	0.0	0.0	2.81	30/06/2022	06/03/2023	3.0	303023	6406562
planta66	16.03	0.0	0.0	0.0	0.0	16.03	31/12/2020	20/05/2022	9.0	302553	6407546
planta67	8.17	0.17	0.0	0.0	6.98	15.32	31/12/2019	14/01/2020	2.98	310309	6409327
planta69	4.29	0.0	0.0	0.0	0.0	4.29	30/06/2022	nan	3.0	304243	6420922
planta70	5.42	0.0	0.0	0.0	0.0	5.42	31/03/2019	19/07/2019	3.0	305251	6421728
planta73	3.83	0.0	0.0	0.0	0.0	3.83	31/12/2023	21/12/2022	0.9	315679	6428461
planta74	0.0	0.0	0.0	9.17	0.0	9.17	31/12/2019	23/07/2021	6.0	329455	6431863
planta8	0.36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.36	31/12/2019	31/12/2020	0.194	275330	6312595

Tabla 8: Intersección territorial de plantas fotovoltaicas (parte 3)